| Fundado en 1880 |

Diario de Centro América

ÓRGANO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA, C. A.

JUEVES 30 de enero de 2014 No. 84 Tomo CCXCVIII — Director General: Héctor Salvatierra — www.dca.gob.gt

EN ESTA EDICIÓN ENCONTRARÁ:

ORGANISMO EJECUTIVO



MINISTERIO DE GOBERNACIÓN

Acuérdase reconocer la personalidad jurídica y aprobar las bases constitutivas de la Iglesia denominada IGLESIA PENTECOSTÉS PROMESA DEL ESPÍRITU SANTO EN MARCHA CLINICA DEL ALMA.

ACUERDO MINISTERIAL NÚMERO 16-2014

Guatemala, 7 de enero de 2014

EL MINISTRO DE GOBERNACIÓN

CONSIDERANDO:

Que la persona designada por la Junta Directiva Provisional de la Iglesia denominada **IGLESIA PENTECOSTÉS PROMESA DEL ESPÍRITU SANTO EN MARCHA CLINICA DEL ALMA**, con sede en el municipio de San Antonio Palopó, departamento de Sololá; se presentó a este Ministerio solicitando el reconocimiento de la personalidad jurídica y aprobación de las bases constitutivas de su representada.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 36 de la Constitución Política de la República de Guatemala, reconoce que el ejercicio de todas la religiones es libre. Que toda persona tiene derecho a practicar su religión o creencia, sin más límites que el orden público y el respeto debido a la dignidad de la jerarquía y a los fieles de otros credos.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 37 de la Constitución Política de la República de Guatemala reconoce la personalidad jurídica de la Iglesia Católica y que las otras iglesias, cultos, entidades y asociaciones de carácter religioso obtendrán el reconocimiento de su personalidad jurídica conforme las reglas de su institución y que el Gobierno no podrá negarlo si no fuese por razones de orden público.

CONSIDERANDO:

Que el instrumento público en que constan las bases constitutivas de la Iglesia denominada **IGLESIA PENTECOSTÉS PROMESA DEL ESPÍRITU SANTO EN MARCHA CLINICA DEL ALMA**, cumple con los requisitos de Ley y las directrices dictadas por este Ministerio y contándose con la opinión favorable de la Dirección de Asuntos Jurídicos de este Ministerio y Visto Bueno de la Procuraduría General de la Nación, es procedente emitir la disposición Ministerial correspondiente.

POR TANTO:

En ejercicio de las funciones que le confieren los artículos 37, 194 literales a) y f) de la Constitución Política de la República de Guatemala; 27 literal m) y 36 literal b) de la Ley del Organismo Ejecutivo, Decreto Número 114-97 del Congreso de la República y sus reformas; y, 4 y 7 numeral 4 del Acuerdo Gubernativo Número 635-2007, Reglamento Orgánico Interno del Ministerio de Gobernación; y, con fundamento en los artículos 15 numeral 1° y 31 segundo párrafo del Código Civil, Decreto Ley 106 y sus reformas; y, Acuerdo Gubernativo Número 263-2006, Disposiciones para la Obtención del Reconocimiento de la Personalidad Jurídica de las Iglesias Evangélicas.

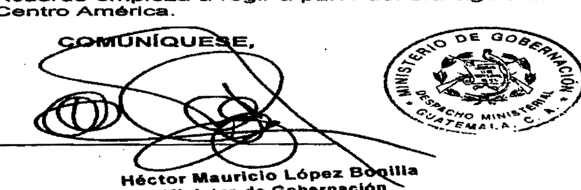
ACUERDA:

ARTÍCULO 1. Reconocer la personalidad jurídica y aprobar las bases constitutivas de la Iglesia denominada **IGLESIA PENTECOSTÉS PROMESA DEL ESPÍRITU SANTO EN MARCHA CLINICA DEL ALMA**, la cual está contenida en el instrumento Público número setecientos veinticuatro (724), de fecha ocho (8) de octubre del año dos mil trece (2013), autorizado en el municipio de San Lucas Tolimán departamento de Sololá, por Notario José Eduardo Lejá Lec.

ARTÍCULO 2. Para el funcionamiento de cualquier proyecto o programa de los no contemplados dentro de sus fines y cualquier otra modificación a sus bases constitutivas, la Iglesia denominada **IGLESIA PENTECOSTÉS PROMESA DEL ESPÍRITU SANTO EN MARCHA CLINICA DEL ALMA**, deberá contar con la autorización previa de la Autoridad Gubernativa correspondiente.

ARTÍCULO 3. El presente Acuerdo empieza a regir a partir del día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América.

COMUNÍQUESE,

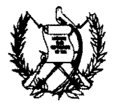


Héctor Mauricio López Bonilla
Ministro de Gobernación

Lic. Manfredo Vinicio Pacheco Consuegra
Segundo Viceministro
MINISTERIO DE GOBERNACIÓN

MINISTERIO DE GOBERNACIÓN DESPACHO VICEMINISTERIAL GUATEMALA, C. A.

(360813-2)-30-enero



MINISTERIO DE ECONOMÍA

Acuérdase publicar el presente Acuerdo Ministerial, en cumplimiento de lo acordado en el numeral 2 de la Resolución No. 323-2013 (COMIECO-EX), de fecha 11 de octubre de 2013.

ACUERDO MINISTERIAL No. 17-2014

Guatemala, 17 de enero de 2014

EL MINISTRO DE ECONOMIA

CONSIDERANDO:

Que conforme a los términos del artículo 55, numerales 6 y 7 del Protocolo al Tratado General de Integración Económica Centroamericana -Protocolo de Guatemala- las Resoluciones emitidas por el Consejo de Ministros de Integración Económica entrarán en vigor en la fecha en la cual se adopten, salvo que en las mismas se señale otra fecha, debiendo publicarse por los Estados Parte;

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución número 323-2013 (COMIECO-EX) de fecha 11 de octubre de 2013, el Consejo de Ministros de Integración Económica, resolvió prorrogar hasta el 15 de noviembre de 2013, el período de transición acordado en la Resolución No. 319-2013 (COMIECO-EX).

POR TANTO,

En ejercicio de las funciones que le asigna el artículo 27, literal m) del Decreto 114-97 del Congreso de la República, Ley del Organismo Ejecutivo,

ACUERDA:

Artículo 1. Publicar el presente Acuerdo Ministerial, en cumplimiento de lo acordado en el numeral 2 de la Resolución No. 323-2013 (COMIECO-EX), de fecha 11 de octubre de 2013, emitida por el Consejo de Ministros de Integración Económica, mediante la cual resolvió prorrogar hasta el 15 de noviembre de 2013, el período de transición acordado en la Resolución No. 310-2013 (COMIECO-LXV), modificada por la Resolución No. 319-2013 (COMIECO-EX), para la adecuación de los sistemas, procedimientos, documentación y demás elementos que faciliten la aplicación de las disposiciones, relativas al intercambio comercial entre Panamá y Honduras, la cual entró en vigor inmediatamente en su debida oportunidad.

Artículo 2. Por considerarse que la Resolución en referencia, es de observancia general, la misma deberá ser publicará en el sitio Web, http://www.mineco.gob.gt.

Artículo 3. El presente Acuerdo Ministerial, deberá ser publicado en el Diario de Centro América, para los efectos pertinentes.

COMUNÍQUESE

SERGIO DE LA TORRE GIMENO

MARIA LUISA FLORES VILLAGRÁN
VICEMINISTRA DE INTEGRACIÓN Y COMERCIO EXTERIOR

RESOLUCIÓN No. 323-2013 (COMIECO-EX)

EL CONSEJO DE MINISTROS DE INTEGRACIÓN ECONÓMICA

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución No. 310-2013 (COMIECO-LXV), modificada por la Resolución No. 319-2013 (COMIECO-EX) el Consejo estableció un periodo de transición hasta el 15 de octubre de 2013, para la adecuación de los sistemas, procedimientos, documentación y demás elementos que faciliten la aplicación de las disposiciones relativas al intercambio comercial entre Panamá y los demás Estados Parte del Subsistema de Integración Económica Centroamericana, derivados de la implementación de los compromisos contenidos en el Protocolo de Incorporación de la República de Panamá al Subsistema de Integración Económica del SICA;

Que el Gobierno de Honduras ha solicitado que se prorrogue este período de transición, de forma tal que todas las autoridades nacionales involucradas tengan el suficiente tiempo para llevar a cabo las respectivas adecuaciones, y los operadores económicos puedan ser informados de las mismas, por lo que procede emitir la disposición correspondiente;

Que el Consejo de Ministros se puede reunir de manera virtual mediante el sistema de videoconferencia, en cuyo caso, le corresponde a la Secretaría de Integración Económica Centroamericana recopilar la firma de cada uno de los Ministros o Viceministros en su caso, en su respectivo país,

POR TANTO:

Con fundamento en los artículos 1, 3, 5, 7, 36, 37, 38, 39, 46, 52, 55 y transitorio IV del Protocolo de Guatemala; 19, 20 Bis y 32 del Reglamento de Organización y funcionamiento de los Consejos de Ministros de Integración Económica, Intersectorial de ministros de Integración Económica y Sectorial de Ministros de Integración Económica; y, en los numerales 4 y 5 de la Declaración de la Reunión de Presidentes realizada en Managua, Nicaragua el 13 de diciembre de 2012,

RESUELVE:

1. Prorrogar, hasta el 15 de noviembre de 2013, el periodo de transición acordado en la Resolución No.319-2013 (COMIECO-EX) para la adecuación de los sistemas, procedimientos, documentación y demás elementos que faciliten la aplicación de las disposiciones relativas al intercambio comercial entre Panamá y Honduras.
2. La presente Resolución entra en vigor inmediatamente y será publicada por los Estados Parte.

Centroamérica, 11 de octubre de 2013

Fernando Ocampo
Viceministro, en representación de la Ministra de Comercio Exterior de Costa Rica

José Armando Flores Alemán
Ministro de Economía de El Salvador

María Luisa Flores
Viceministra, en representación del Ministro de Economía de Guatemala

Melvin Redondo
Viceministro, en representación del Ministro de Industria y Comercio de Honduras

Orlando Solórzano Delgadillo
Ministro de Fomento, Industria y Comercio de Nicaragua

Diana Salazar
Viceministra, en representación del Ministro de Comercio e Industrias de Panamá

(E-106-2014)-30-enero





MINISTERIO DE ECONOMÍA

Acuérdase publicar el presente Acuerdo Ministerial, en cumplimiento de lo acordado en el numeral 2 de la Resolución No. 324-2013 (COMIECO-EX), de fecha 11 de octubre de 2013.

ACUERDO MINISTERIAL No. 18-2014

Guatemala, 17 de enero de 2014

EL MINISTRO DE ECONOMIA

CONSIDERANDO:

Que conforme a los términos del artículo 55, numerales 6 y 7 del Protocolo al Tratado General de Integración Económica Centroamericana -Protocolo de Guatemala- las Resoluciones emitidas por el Consejo de Ministros de Integración Económica, entrarán en vigor en la fecha en la cual se adopten, salvo que en las mismas se señale otra fecha, debiendo publicarse por los Estados Parte;

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución número 324-2013 (COMIECO-EX) de fecha 11 de octubre de 2013, el Consejo de Ministros de Integración Económica, resolvió prorrogar hasta el 1 de enero de 2014, el plazo a que se refiere la disposición transitoria de la Resolución No. 66-2013 (COMRIEDRE).

POR TANTO,

En ejercicio de las funciones que le asigna el artículo 27, literal m) del Decreto 114-97 del Congreso de la República, Ley del Organismo Ejecutivo,

ACUERDA:

Artículo 1. Publicar el presente Acuerdo Ministerial, en cumplimiento de lo acordado en el numeral 2 de la Resolución No. 324-2013 (COMIECO-EX), de fecha 11 de octubre de 2013, emitida por el Consejo de Ministros de Integración Económica, mediante la cual resolvió prorrogar hasta el 1 de enero de 2014, el plazo a que se refiere la disposición transitoria de la Resolución No. 66-2013 (COMRIEDRE), para que los países centroamericanos, puedan continuar utilizando la declaración de mercancías, para el tránsito aduanero internacional terrestre o DTI, la cual entró en vigor inmediatamente en su debida oportunidad.

Artículo 2. Por considerarse que la Resolución en referencia, es de observancia general, la misma deberá ser publicada en el sitio Web, http://www.mineco.gob.gt.

Artículo 3. El presente Acuerdo Ministerial, deberá ser publicado en el Diario de Centro América, para los efectos pertinentes.

COMUNÍQUESE

SERGIO DE LA TORRE GIMENO

MARIA LUISA FLORES VILLAGRÁN
VICEMINISTRA DE INTEGRACIÓN Y COMERCIO EXTERIOR

MINISTERIO DE ECONOMIA REPUBLICA DE GUATEMALA, C.A.

RESOLUCION No. 324-2013 (COMIECO-EX)

EL CONSEJO DE MINISTROS DE INTEGRACIÓN ECONÓMICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con el artículo 38 del Protocolo al Tratado General de Integración Económica Centroamericana, modificado por la Enmienda del 27 de febrero de 2002, el Consejo de Ministros de Integración Económica (COMIECO) le corresponde aprobar todos los actos administrativos del Subsistema de Integración Económica Centroamericana;

Que el Consejo de Ministros Responsables de la Integración Económica y Desarrollo Regional, aprobó la Resolución No. 66-2013 de fecha 14 de mayo de 2013, por medio de la cual sustituyó, del Reglamento sobre el Régimen de Tránsito Aduanero Internacional Terrestre, la Declaración de Mercancías para el Tránsito Aduanero Internacional Terrestre conocida como DTI, por la Declaración Única de Mercancías para el Tránsito Aduanero Internacional Terrestre conocida como DUT;

Que mediante una disposición transitoria de dicha Resolución, se concedió a los países signatarios que aún continúan utilizando la Declaración de Mercancías para el Tránsito Aduanero Internacional Terrestre o DTI, un plazo de hasta 180 días, a partir de la vigencia de esa Resolución, para aplicar la DUT, el cual vence el 12 de noviembre de 2013;

Que algunos países no están en condiciones de aplicar la DUT en el plazo establecido, por lo que han solicitado que el mismo se prorrogue hasta el 1 de enero de 2014, para lo cual el Consejo debe adoptar la decisión que corresponde;

Que el Estado de Panamá es Parte del Subsistema de Integración Económica Centroamericana y el COMIECO mediante la Resolución No. 309-2013 (COMIECO-LXV) del 21 de junio de 2013, incorporó a la República de Panamá al Subsistema de Integración Económica y a su Ministro de Comercio e Industrias al COMIECO, por lo que el mismo quedó integrado plenamente por los seis Estados Parte del Subsistema de Integración Económica;

Que el COMIECO se puede reunir de manera virtual mediante el sistema de videoconferencia, en cuyo caso, le corresponde a la Secretaría de Integración Económica Centroamericana recopilar la firma de cada uno de los Ministros o Viceministros en su caso, en su respectivo país,

POR TANTO:

Con fundamento en lo dispuesto en los artículos 36, 37, 38, 46, 52 y 55 del Protocolo de Guatemala; 94 del Código Aduanero Uniforme Centroamericano (CAUCA); 402 del Reglamento al CAUCA; y, 19, 20 Bis y 32 del Reglamento de Organización y Funcionamiento de los Consejos de Ministros de Integración Económica, Intersectorial de Ministros de Integración Económica y Sectorial de Ministros de Integración Económica,

RESUELVE:

1. Ampliar el plazo a que se refiere la disposición transitoria de la Resolución No. 66-2013 (COMRIEDRE), hasta el 1 de enero de 2014 para que los países centroamericanos puedan continuar utilizando la Declaración de Mercancías para el Tránsito Aduanero Internacional Terrestre o DTI.

2. La presente Resolución entra en vigor inmediatamente y deberá ser publicada por los Estados Parte.

Centroamérica, 11 de octubre de 2013.

Fernando Ocampo
Viceministro, en representación de la Ministra de Comercio Exterior de Costa Rica

José Armando Flores Alemán
Ministro de Economía de El Salvador

María Luisa Flores
Viceministra, en representación del Ministro de Economía de Guatemala

Melvin Redondo
Viceministro, en representación del Ministro de Industria y Comercio de Honduras

Orlando Solórzano Delgadillo
Ministro de Fomento, Industria y Comercio de Nicaragua

Diana Salazar
Viceministra, en representación del Ministro de Comercio e Industrias de Panamá

(E-105-2014)-30-enero

PUBLICACIONES VARIAS



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-26-2014

Guatemala, 27 de enero de 2014

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61, 74, 76, 77 y 78 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión, y que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución –VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que para tal efecto la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá elaborar los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, teniendo el derecho a supervisar el avance de los mismos, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el Artículo 97 estipula que los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de distribución; por su parte el artículo 98 del mismo reglamento, determina que cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes, con lo cual el Distribuidor a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidas las observaciones y que de persistir las discrepancias se procederá a conformar la Comisión Pericial, establecida en el artículo 75 de la Ley General de Electricidad y que en caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente, con base en el estudio que ésta efectúe independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora.

CONSIDERANDO:

Que Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, a la que podrá denominarse indistintamente "la Distribuidora", remitió a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la nota de fecha once de marzo del año dos mil trece, por medio de cual establece que tiene compromisos financieros que no le permiten contar con fondos para contratación de una empresa consultora especializada que les realice el Estudio del Valor Agregado de Distribución; por lo que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a través de la Gerencia de Tarifas, elaboró el estudio independiente para determinar el Valor Agregado de Distribución de Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu.

CONSIDERANDO:

Que con fundamento en el artículo 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, por mandato legal, aprobar un estudio tarifario que sirva de base para la fijación de las tarifas definitivas, y siendo que Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu no presentó el respectivo estudio tarifario, corresponde aprobar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el estudio elaborado independientemente.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con base en lo considerado y en los artículos 92, 97, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que determinan que los estudios tarifarios del Valor Agregado de Distribución deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, previo a fijar las tarifas definitivas.

RESUELVE:

I. Aprobar el Estudio Tarifario elaborado independientemente por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el cual servirá de base para emitir y publicar el pliego tarifario correspondiente de Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu.

II. La presente resolución, entrará en vigencia a partir del día de su aprobación.

III. **PUBLÍQUESE.-**

Licenciada Carmen Urízar Hernández
Presidente

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GUATEMALA, C.A.

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(372324-2)-30-enero



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-27-2014

Guatemala, 27 de enero de 2014

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad en el artículo 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley estipulan que, las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución –VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y toda vez que el actual pliego tarifario de de la **Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**, vence el treinta y uno de enero de dos mil catorce, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante Resolución CNEE-26-2014 de fecha veintisiete de enero de dos mil catorce, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la **Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y lo preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indican que se debe emitir y publicar un pliego tarifario.

RESUELVE:

I. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa No Social**, en adelante "Usuarios", que atiende la **Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del **uno de febrero de dos mil catorce al treinta y uno de enero de dos mil diecinueve**, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.

2. Todos los Usuarios del Servicio de Distribución Final deberán encuadrarse en una de las categorías indicadas en el presente pliego tarifario.

3. Los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican únicamente en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11 kW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de Potencia es mayor de once kilovatios (11 kW); y c) Usuarios con servicio en baja o media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario. Conforme al artículo 1 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Gran Usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para poder pactar libremente el precio y las condiciones de suministro a que se refiere el artículo 59 literal c) de la Ley General de Electricidad, se deberá contar previamente con la calidad de Gran Usuario conforme al procedimiento establecido en la legislación vigente. Los usuarios que tengan una demanda mayor al límite establecido y que no cuenten con la categoría de Gran Usuario, están contenidos dentro de la categoría b).

4. Para los Usuarios de la categoría a), que no estén afectos a la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, la Distribuidora les aplicará la tarifa Baja Tensión Simple (BTS).

5. Los Usuarios de la categoría b) podrán elegir libremente su propia tarifa dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión en el presente Pliego Tarifario, indicadas a continuación: Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH).

6. Para los Usuarios dentro de las opciones tarifarias BTDP, BTDFP, MTDP y MTDFP, cuyo equipo de medición no discrimine su participación en la punta, se entenderá que

participan en la punta cuando el Factor de Carga promedio del Usuario, sea mayor o igual a 0.6. El Factor de Carga Promedio del Usuario se calcula como el cociente entre la energía promedio del Usuario y el producto de la demanda máxima mensual promedio, por el número de horas del mes, tomando como base de cálculo los registros de mediciones de los últimos seis meses. Una vez actualizado el Factor de Carga Promedio, la clasificación de su participación en la punta o fuera de punta, no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá requerir actualizar nuevamente su participación en la punta o fuera de punta, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá requerir actualizar nuevamente su participación en la punta o fuera de punta, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses.

7. Para el caso del Usuario de la categoría b) que requiera la aplicación de tarifas horarias en Baja Tensión o Media Tensión -BTH o MTH-, la Distribuidora deberá proporcionar todo el equipamiento de medición necesario (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) para hacer efectiva la aplicación de dichas tarifas en un plazo máximo de 30 días contados a partir del requerimiento, sin costo para el Usuario.

8. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica, la Distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario, con base a sus características de consumo. La Distribuidora deberá realizar esta actividad cada dos meses e informar al Usuario del beneficio obtenido.

9. La Distribuidora en ningún caso deberá aplicar tarifas y categorías distintas a las aprobadas en el presente pliego tarifario.

10. La Distribuidora aplicará la potencia contratada que haya convenido anteriormente con el Usuario, quien podrá solicitar su actualización a partir de dicha declaración. A requerimiento del Usuario, la Distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica, hasta los últimos veinticuatro meses. Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, éste no podrá modificarse durante un período de seis meses. Pasado dicho período el Usuario podrá actualizar nuevamente su demanda, la cual tendrá una vigencia mínima de seis meses. El exceso de potencia utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-.

11. Las bandas horarias correspondientes a los períodos de máxima (punta), media (intermedia) y mínima (valle) son las definidas en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista o las que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

12. La opción tarifaria acordada, regirá por un período mínimo de seis meses, contados a partir de la suscripción del contrato correspondiente. Excepcionalmente, previo al cumplimiento del plazo de los seis meses establecido, podrá realizarse una reclasificación de la tarifa, en los siguientes casos: a) Cuando el Usuario considere que la tarifa que le aplica la Distribuidora no es la adecuada, debiendo para el caso presentar una solicitud bajo juramento; y b) Cuando la Distribuidora detecte el cambio de las características en el consumo del Usuario, lo cual deberá demostrar en forma fehaciente informándole al Usuario previamente.

13. La Distribuidora deberá proporcionar sin costo para el Usuario todo el equipamiento de medición necesario (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.)para la tarifa aplicada a los Usuarios y al nivel de tensión al cual estén conectados, especialmente para el caso de los Usuarios con tarifa en Media Tensión.

14. Cuando el consumo de energía eléctrica de un Usuario con medición de demanda tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se penalizará con un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los cargos mensuales de distribución de la opción tarifaria correspondiente por cada centésima (0.01) en que dicho factor sea menor al límite establecido en la normativa. En caso que dicho factor se encuentre por debajo del límite establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, la Distribuidora comunicará dicho evento al Usuario quien tendrá un plazo de tres meses para ajustar el factor de potencia. Si transcurrido dicho plazo la Distribuidora comprobara que el incumplimiento de la norma continúa, estará facultada a facturar el recargo mencionado hasta que el Usuario corrija el desvío antes indicado.

15. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Como ejemplo de servicio temporal se consideran los destinados para construcción de obras civiles, ferias, escenarios en eventos especiales, etcétera. Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por la Distribuidora.

16. La acometida total y todos los equipos de medición (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) serán suministrados por la Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto, todas las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando la cuadrilla que instaló y personal de la Distribuidora responsable de la instalación.

17. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.

18. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle interés por mora. La tasa de interés por mora será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) Previa notificación, en el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones y hayan transcurridos los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.

19. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

20. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, la Distribuidora no deberá exigir fiador.

21. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en las agencias comerciales o en los lugares señalados por la Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.

22. De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro.

23. La metodología para determinar el consumo mensual de energía de las lámparas de alumbrado público, cuando no cuenten con un sistema de medición y se aplique la Tarifa de Alumbrado Público (AP) será determinada por esta Comisión.

24. Conforme lo establecido en el artículo 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece el costo de falla que debe ser considerado en el cálculo de las indemnizaciones a usuarios finales de distribución cuando se superen los indicadores de calidad indicados en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD, este costo será de diez (10) veces la tarifa BTS vigente en la ciudad de Guatemala a la fecha de referencia, correspondiente al primer día del período de control.

25. Definiciones de los cargos:

Cargo Unitario por Consumidor (CF): es el cargo asociado a los costos de explotación de la Distribuidora por nivel de tensión.

Cargo Unitario por Energía (CE): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del Usuario.

Cargo Unitario por Energía de Punta (CEP): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda.

Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media.

Cargo Unitario por Energía de Valle (CEV): es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima.

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Punta (CPEP): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de máxima demanda, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI): es el cargo relacionado directamente con las idas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda media, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Pérdidas de Energía de Valle (CPEV): es el cargo relacionado directamente con las pérdidas por consumo de energía eléctrica realizada en el período de demanda mínima, para los usuarios de la categoría c).

Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC): Es el cargo relacionado con la Potencia que el Usuario contrate con la Distribuidora.

Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPMax): Es el cargo aplicado al valor máximo de las potencias integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

PRECIOS BASE

26. Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, los precios base son los que resultan de la aplicación de la Resolución 79-2013 y de los ponderadores de energía que se aprueban en este pliego, estos estarán vigentes para el período del 1 febrero de 2014 al 30 de abril del 2014:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
PEST	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a

			Tarifa Social
PPST	57.642408	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia de Tarifas No afectas a Tarifa Social
$PEST_{BTS}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión Simple
$PEST_{AP}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
$PEST_{BTDFP}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
$PEST_{BTDP}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
$PEST_{MTDFP}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
$PEST_{MTDP}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
$PEST_{PUNTA}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
$PEST_{INTERMEDIA}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
$PEST_{VALLE}$	0.656434	Q/kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

27. Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	63.231088	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	14.809053	Q/kW-mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

28. Los Cargos Base de Consumidor (CF) son los siguientes:

Cargo	Valor	Unidades	Definición
$CFMT\text{-}MTD_0$	668.443759	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Media Tensión con Demanda
$CFBT\text{-}BTD_0$	192.177581	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión con Demanda
$CFBT\text{-}BTS_0$	8.355547	Q/Usuario-mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Baja Tensión Simple

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

29. Las Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son las siguientes:

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.108676	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.041243	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBTP	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión de Usuarios no afectos a la tarifa social
FPPMTP	1.061531	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión de Usuarios no afectos a la tarifa social
FPPBT	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, Coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.061531	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión

30. Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:

Categoría	NHU	FCRedBT	FCTotalBT	FCTotalMT	FCRedMT	FCI	FPCont
BTS	432.323619	1.000000			0.999855		
AP	357.395833	1.000000			1.000000		
BTDP		0.779333			0.800506	0.887782	0.532854
BTDFP		0.656947			0.651328	0.749743	0.718853
MTDP					0.986551	0.972578	0.979569
MTDFP					0.917790	0.824779	0.979569
BTH			0.501862	0.498726			0.707308
MTH				0.795013			0.979569
PeajeFT_BT		0.662670			0.658303	0.756198	
PeajeFT_MT					0.982165	0.852346	

31. Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
$\%E_{BTS}$	31.426489%	47.706243%	20.867268%
$\%E_{AP}$	31.914894%	0.000000%	68.085106%
$\%E_{BTDP}$	16.175210%	57.025787%	26.799003%
$\%E_{BTDFP}$	14.633947%	61.757601%	23.608452%
$\%E_{MTDP}$	20.885055%	46.124889%	32.990056%
$\%E_{MTDFP}$	16.758886%	53.211965%	30.029149%

32. Factores de Ajuste de Potencia:

Factor	Valor	Descripción
ALFA	0.977056	Proporción del VAD que se recuperará a través del cargo por potencia contratada
FAPot	0.925179	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FAPotTS	0.925179	Factor de Ajuste de Potencia, Tarifa Social
FABT	1.123203	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.123203	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

33. Cargos Fijos:

a) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión Simple ($CFBTS_n$)

$$CFBTS_n = CFBTS_o * FACF_{BT}$$

b) Cargo Fijo Usuarios Baja Tensión con Demanda ($CFBTD_n$)

$$CFBTD_n = CFBTD_o * FACF_{BT}$$

c) Cargo Fijo Usuarios Media Tensión con Demanda ($CFMTD_n$)

$$CFMTD_n = CFMTD_o * FACF_{MT}$$

34. Tarifa Baja Tensión Simple (BTS):

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$\begin{aligned} CE_{BTS} = {} & PEST_{BTS} \cdot FPEBT \cdot FPEMT \\ & + PPST \cdot FAPot \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ & + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \ \frac{FCRedBT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \ FPPBT \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTS}}{NHU_{BTS}} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT + AT_n \end{aligned}$$

35. Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDP} = PEST_{BTDP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$\begin{aligned} CPMax_{BTDP} = {} & PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ & + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA) \end{aligned}$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$\begin{aligned} CPC_{BTDP} = {} & CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT \cdot ALFA \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDP} \cdot FCI_{BTDP} \cdot FPCont_{BTDP} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT \cdot ALFA \end{aligned}$$

36. Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{BTDFP} = PEST_{BTDFP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$\begin{aligned} CPMax_{BTDFP} = {} & PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ & + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA) \end{aligned}$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$\begin{aligned} CPC_{BTDFP} = {} & CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT \cdot ALFA \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{BTDFP} \cdot FCI_{BTDFP} \cdot FPCont_{BTDFP} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT \cdot ALFA \end{aligned}$$

37. Tarifa Baja Tensión Horaria (BTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{BTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{BTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{BTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + AT_n$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$\begin{aligned} CPMax_{BTH} = {} & PPST \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAPot \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP \\ & + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FPPBT \cdot (1 - ALFA) \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAMT \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA) \end{aligned}$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$\begin{aligned} CPC_{BTH} = {} & CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FCTotalBTBTH \cdot FABT \cdot FPCont_{BTH} \cdot FPPBT \cdot ALFA \\ & + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTBTH \cdot FAMT \cdot FPCont_{BTH} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT \cdot ALFA \end{aligned}$$

38. Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTDP} = PEST_{MTDP} \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTDP} = PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDP} \cdot FCI_{MTDP} \cdot FPCont_{MTDP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

39. Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)

a) Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{MTDFP} = PEST_{MTDFP} \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTDFP} = PPST \cdot FAPot \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

c) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTDFP} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{MTDFP} \cdot FCI_{MTDFP} \cdot FPCont_{MTDFP} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

40. Tarifa Media Tensión Horaria (MTH)

a) Cargo Unitario por Energía Punta (CEP)

$$CEP_{MTH} = PEST_{PUNTA} \cdot FPEMT + AT_n$$

b) Cargo Unitario por Energía Intermedia (CEI)

$$CEI_{MTH} = PEST_{INTERMEDIA} \cdot FPEMT + AT_n$$

c) Cargo Unitario por Energía Valle (CEV)

$$CEV_{MTH} = PEST_{VALLE} \cdot FPEMT + AT_n$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{MTH} = PPST \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAPot \cdot FPPMTP + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAMT \cdot FPPMT \cdot (1 - ALFA)$$

e) Cargo Unitario por Potencia Contratada (CPC)

$$CPC_{MTH} = CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FCTotalMTMTH \cdot FAMT \cdot FPCont_{MTH} \cdot FPPMT \cdot ALFA$$

41. Tarifa Alumbrado Público (AP)

Cargo Unitario por Energía (CE)

$$CE_{AP} = PEST_{AP} \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPST \cdot FAPot \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBTP \cdot FPPMTP + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \frac{FCRedBT_{AP}}{NHU_{AP}} FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{AP}}{NHU_{AP}} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT + AT$$

42. Peaje en Función de Transportista, Usuarios BT (PeajeFT_BT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)

$$CPEP_{PeajeFT_BT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{PeajeFT_BT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{PeajeFT_BT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEBT \cdot FPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PeajeFT_BT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot (FPPBTP \cdot FPPMTP - 1) \cdot FAPot + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \cdot FCRedBT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PeajeFT_BT} \cdot FCI_{PeajeFT_BT} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT$$

43. Peaje en Función de Transportista, Usuarios MT (PeajeFT_MT), conforme lo establecido en el artículo 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

a) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Punta (CPEP)

$$CPEP_{PeajeFT_MT} = (PEST_{PUNTA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

b) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (CPEI)

$$CPEI_{PeajeFT_MT} = (PEST_{INTERMEDIA} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

c) Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Valle (CPEV)

$$CPEV_{PeajeFT_MT} = (PEST_{VALLE} + AT_n) \cdot (FPEMT - 1)$$

d) Cargo Unitario por Potencia Máxima (CPmax)

$$CPMax_{PeajeFT_MT} = PPST \cdot FCRedMT_{PeajeFT_MT} \cdot FCI_{PeajeFT_MT} \cdot (FPPMTP - 1) \cdot FAPot + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot FCRedMT_{PeajeFT_MT} \cdot FCI_{PeajeFT_MT} \cdot FPPMT$$

44. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR)

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTS_o}$$

$$CACYR_{BTD-BTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTD-BTH_o}$$

$$CACYR_{MTD-MTH_m} = FACACYR_m * CACYR_{MTD-MTH_o}$$

Donde:

$CACYR_{BTS_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para la tarifa BTS.
$CACYR_{BTD-BTH_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas BTDP-BTDFP-BTH
$CACYR_{MTD-MTH_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para las tarifas MTDP-MTDFP-MTH
$FACACYR_m$	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
$CACYR_{BTS_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para la tarifa BTS.
$CACYR_{BTD-BTH_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas BTDP-BTDFP-BTH
$CACYR_{MTD-MTH_0}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para las tarifas MTDP-MTDFP-MTH

Los Cargos Base por Corte y Reconexión base son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
CACYRBTS_0	106.18	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
CACYRBTD-BTH_0	318.55	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTH.
CACYRMTD-MTH_0	955.66	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTH.

FÓRMULAS DE AJUSTE

45. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme a lo siguiente:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^{3} CP_i$$

Donde:

$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$CCER_n = \sum_{i=1}^{3} CE_i$$

Donde:

CCER$_n$	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n.
CE$_i$	Costos de Energía para el mes i del trimestre n. En este concepto, deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarD}\left(DF_{t,i+1}\cdot PTP_{t,i+1}\cdot PFP_{t,i+1}\right) - \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarETNS}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTP_{t,i+1}\cdot PFP_{t,i+1}\right)$$

Donde:

APP$_n$	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
CCPR$_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n.
DF$_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
tarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTP$_{t,i+1}$	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1. Son de aplicación tanto a la demanda facturada como a la energía facturada.
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
EF$_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PFP$_{t,i+1}$	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1 a cada tarifa t

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarTNS}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTE_{t,i+1}\cdot PFE_{t,i+1}\right)$$

Donde:

APE$_n$	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
CCER$_n$	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
EF$_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE$_{t,i+1}$	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en cada tarifa t en el mes i+1.
PFE$_{t,i+1}$	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1 a cada tarifa t.

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO$_n$	Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n
COR$_n$	Costos Reales en el trimestre n, correspondientes a la Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, cargo por servicios de operación del sistema del Ente Operador Regional (EOR), cargo por regulación del MER de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), y el costo de Garantía de Pago establecido en los Contratos Existentes, esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * \sum_{t=1}^{ntarTNS} EF_{t,n-1}$$

Donde:

SNA$_n$	Saldo No Ajustado en trimestre n
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Donde:

AT$_n$	Ajuste Trimestral en el trimestre n
MR$_{n+1}$	Monto a Recuperar en el trimestre n+1
EP$_{n+1}$	Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1
APENR$_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
APPNR$_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

46. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TNS}{}_n = MPRE^{TNS}{}_n - MPAE^{TNS}{}_n$$

Donde:

APENR$^{TNS}_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPRE$^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
MPAE$^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TNS}_n = CCER_n^{TNS} \cdot PRE_n$$

Donde:

MPRE$^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
CCER$_n^{TNS}$	Costos de Compra de Energía Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios no de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE$_n$.

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarTOT}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTE'_{t,i+1}\right)}{CED_n}\right)$$

Donde:

PRE$_n$	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, en el trimestre n
CED$_n$	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
EF$_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PTE´$_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE^{TNS}_n = \sum_{i=1}^{3}\sum_{t=1}^{ntarTNS}\left(EF_{t,i+1}\cdot PTE''_{t,i+1}\cdot PE_i\right)$$

Donde:

MPAE$^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
ntarTNS	Tipos de tarifas existentes, donde t= Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
EF$_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE´´$_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTEt,i+1 radica en que para PTE´´t,i+1 los factores por pérdidas de energía totales se calculan como (PTEt,i+1 - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de energía, se quedan iguales.
PE$_i$	Precio de compra de energía promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APEn y la energía considerada en CEDn.

El $APENR^{TNS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE^{TNS}{}_n - MPAE^{TNS}{}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TNS}{}_n = 0$
- Si $MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TNS}_n = MPRE^{TNS}_n - MPAE^{TNS}_n$

47. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^{TNS}{}_n = MPRP^{TNS}{}_n - MPAP^{TNS}{}_n$$

Donde:

$APPNR^{TNS}_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPRP^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$MPAP^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TNS}{}_n = CCPR^{TNS}{}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

$MPRP^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$CCPR^{TNS}_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP_n.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarD} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right) - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1} \right)}{CPD_n} \right)$$

Donde:

PRP_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n
CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.

ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
$DF_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
$PTP'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No afectas a Tarifa Social). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TNS}{}_n = \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETNS} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP''_{t,i+1} \cdot PP_i \right) + \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarD} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP''_{t,i+1} \cdot PP_i \right)$$

Donde:

$MPAP^{TNS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa No Social, en el trimestre n
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t (Tarifas No Sociales). Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
ntarETNS	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP)
$PTP''_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con PTPt,i+1 radica en que para PTP''t,i+1 los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como (PTPt,i+1 - 1), y para las categorías tarifarias: Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT) en las que solo se facturan las pérdidas de potencia, se quedan iguales
$DF_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifas No afectas a Tarifa Social, reales para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP_n y las demandas máximas consideradas en CPD_n.

El $APPNR^{TNS}{}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRP^{TNS}{}_n - MPAP^{TNS}{}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TNS}{}_n = 0$
- Si $MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TNS}_n = MPRP^{TNS}_n - MPAP^{TNS}_n$

48. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
$PD_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 49.00%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 51.00%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

$$FACD_{MT} = \left(PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m Dmax_{m,MT}}$$

Donde:

$FACD_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
$PD_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.78%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.22%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
$Dmax_{m,MT}$	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.60%
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la

	fecha de ajuste
Ap_0	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.45%
Ac_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac_0	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.76%
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah_0	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.00%
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae_0	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.19%
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At_0	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%

49. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

$$FACF_{BT} = \left(PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1-K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
$PD_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 28.37%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US$
FAA	Es el Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.63%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

$$FACF_{MT} = \left(PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1-K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios MT
$PD_{CF,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en MT, igual a 28.37%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US$
$PIPC_{CF,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de MT, igual a 71.63%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

50. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

$FACACYR_m$	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el período m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20

51. Ajuste Anual de los Precios Base:

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar Precios Base de Energía Ponderados por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_t = PE_{PUNTA} * \%E_t^{PUNTA} + PE_{INTERMEDIA} * \%E_t^{INTERMEDIA} + PE_{VALLE} * \%E_t^{VALLE}$$

Donde:

$PEST_t$	Precio Base de Energía de la Tarifa t, donde t= BTS, AP, BTDP, BTDFP, MTDP, MTDFP
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
$\%E_t^{PUNTA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Punta
$PE_{INTERMEDIA}$	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
$\%E_t^{INTERMEDIA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria Intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de la Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
$\%E_t^{VALLE}$	Ponderador de Consumo de Energía de la tarifa t, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

52. Ajuste Trimestral, Trimestre Febrero – Abril 2014:

De acuerdo a lo establecido en la Resolución CNEE-3-2014 de fecha 14 de enero de 2014, el Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de febrero al 30 de abril de 2014, es de:

	Valor	Unidades	Definición
At_n	0.018900	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa No Social

53. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2013:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2013, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
$FACD_{BT}$	1.042638	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de diciembre de 2013
$FACD_{MT}$	1.211295	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de diciembre de 2013
$FACF_{BT}$	1.058306	Factor de Ajuste de $CFBTS_0$ y $CFBTD_0$ al 31 de diciembre de 2013
$FACF_{MT}$	1.058306	Factor de Ajuste del $CFMTD_0$ al 31 de diciembre de 2013
$FACACYR_m$	1.079849	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de diciembre de 2013

Estos factores estarán vigentes para el período comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de julio de 2014.

PLIEGO TARIFARIO PARA EL PERÍODO DEL 1 DE FEBRERO AL 30 DE ABRIL 2014

Baja Tensión Simple (BTS)		
Cargo Unitario por Consumidor	8.842726	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	1.187257	Q / kWh
Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	203.382687	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.776688	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	48.749125	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	40.379213	Q /kW-mes
Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	203.382687	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.776688	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	33.531140	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	38.471013	Q /kW-mes
Baja Tensión Horaria (BTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	203.382687	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.776688	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.776688	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.776688	Q /kWh

Cargo Unitario por Potencia Máxima	34.242765	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	38.589427	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP)		
Cargo Unitario por Consumidor	707.418041	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	54.788923	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	19.641137	Q /kW-mes
Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP)		
Cargo Unitario por Consumidor	707.418041	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	43.224471	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	15.495427	Q /kW-mes
Media Tensión Horaria (MTH)		
Cargo Unitario por Consumidor	707.418041	Q / usuario-mes
Cargo Unitario por Energía en Punta	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía Intermedia	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Energía en Valle	0.702407	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	45.396567	Q /kW-mes
Cargo Unitario por Potencia Contratada	16.274096	Q /kW-mes
Tarifa de Alumbrado Público (AP)		
Cargo Unitario por Energía	1.273369	Q / kWh
Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.104272	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.104272	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.104272	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	62.104417	Q / kW-mes
Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT)		
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta	0.027853	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia	0.027853	Q /kWh
Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle	0.027853	Q /kWh
Cargo Unitario por Potencia Máxima	20.651782	Q /kW-mes

54. La Tasa de Interés por mora, a aplicar en el trimestre comprendido del 01 de febrero al 30 de abril de 2014, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.074206%

55. Los Cargos por Corte y Reconexión para aplicar en el Semestre comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de julio de 2014 son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTS_m}$	114.66	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Baja Tensión Simple.
$CACYR_{BTD-BTH_m}$	343.99	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías BTDP, BTDFP, BTH.
$CACYR_{MTD-MTH_m}$	1,031.97	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en las categorías MTDP, MTDFP, MTH.

II. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.

III. Para el caso del monto máximo del Peaje en Función de Transportista, que la Distribuidora puede cobrar, se establecen los precios y procedimientos contenidos en la presente Resolución.

IV. La presente resolución, entrará en vigencia el **uno de febrero de dos mil catorce.**

PUBLÍQUESE.-

Licenciada Carmen Urízar Hernández
Presidente

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA CNEE GUATEMALA, C.A.

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Licenciado Jorge G[illegible]o Aráuz Aguilar
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

CNEE
Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(372323-2)-30-enero



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-28-2014

Guatemala, 27 de enero de 2014

LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, la de cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los Usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 6 y 59, establece que están sujetos a regulación los precios del suministro de electricidad que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; y que los artículos 61 y 76 de la misma ley, estipulan que las tarifas a Usuarios del servicio de Distribución Final deberán ser determinadas por la Comisión; asimismo, los artículos 74, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, establecen que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, y que los Términos de Referencia del Estudio del VAD, serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios, conforme al procedimiento contenido tanto en la ley como en el reglamento de la misma; VAD que juntamente con los precios de adquisición de energía será utilizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para estructurar un conjunto de tarifas para cada distribuidor; y que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 71 de la Ley General de Electricidad, estipula que las tarifas a consumidores finales del servicio de Distribución Final, serán calculadas por la Comisión y que el Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 80 y 95 establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cada cinco años fijará las tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años; y siendo el caso que el actual pliego tarifario de la **Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**, vence el treinta y uno de enero de dos mil catorce, es necesario poner en vigencia uno nuevo.

CONSIDERANDO:

Que la Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, preceptúa que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica y que cualquier otro aspecto se regirá por la Ley General de Electricidad y sus reglamentos; la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, en sus componentes de potencia y energía, será calculada como la suma del precio de compra de la energía eléctrica, referido a la entrada de la red de distribución y del Valor Agregado de Distribución -VAD-; el precio de compra de la energía eléctrica por parte del distribuidor que se reconozca en la tarifa debe reflejar estrictamente la condición obtenida en la licitación abierta según lo establece el artículo 3 de la citada ley, debiendo la Comisión Nacional de Energía Eléctrica publicar el pliego tarifario respectivo.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante **Resolución CNEE-26-2014** de fecha veintisiete de enero de dos mil catorce, aprobó el Estudio Tarifario, que sirve de base para emitir el pliego tarifario de la **Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, la normativa citada, en ejercicio de las facultades y atribuciones que le confiere la Ley General de Electricidad y lo preceptuado en los artículos 92, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indican que se debe emitir y publicar un pliego tarifario,

RESUELVE:

I. Fijar las tarifas base, sus valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones generales de aplicación tarifaria, para todos los consumidores del Servicio de Distribución Final de la **Tarifa Social**, en adelante "Usuarios", que atiende la **Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu**, en adelante "La Distribuidora", para el período comprendido del **uno de febrero de dos mil catorce al treinta y uno de enero de dos mil diecinueve**, de conformidad con los siguientes puntos:

CONDICIONES GENERALES:

1. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica, dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de acuerdo a lo definido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 kWh en un período de facturación mensual o consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
2. Se reconoce como Usuario, conforme al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrá ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.

3. El servicio de suministro eléctrico temporal es aquel cuya duración es menor de 1 año y que, de prolongarse, deberá ser reemplazado por un servicio permanente. Para este servicio, la Distribuidora podrá cobrar por anticipado, conforme a la tarifa correspondiente y el presupuesto elaborado para la instalación. Al término del servicio temporal, la Distribuidora deberá retirar todos los materiales y equipos que se utilizaron, devolviendo al Usuario el costo de los materiales y equipos recuperados y que puedan ser nuevamente utilizados por la Distribuidora.

4. La acometida total y todos los equipos de medición (medidor, transformadores de corriente, transformadores de tensión, conectores, cable de acometida, etc.) serán suministrados por la Distribuidora sin costo para el Usuario. A partir de dicho punto todos las instalaciones interiores serán efectuadas por cuenta y bajo la responsabilidad del Usuario. La reposición de los equipos de medición causada por daños ajenos al deterioro natural u obsolescencia de los mismos correrá por cuenta del Usuario, salvo que los mismos sean causados por la Distribuidora o empresas contratadas por ésta, en cuyo caso se exonerará al Usuario. La Distribuidora tiene obligación de instalar precintos a todos los medidores, previa revisión de la instalación y guardar registro de todos los precintos instalados, identificando cuadrilla que instaló y personal de la distribuidora responsable de la instalación.

5. Para los efectos de facturación, el período será mensual o bimensual, a cuyo término se elaborará la correspondiente factura, siendo el pago exigible dentro de los 30 días siguientes a su fecha de emisión. La Distribuidora, conforme al artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y en función de sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación a la Comisión, para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación, en períodos mayores a los anteriormente establecidos.

6. En caso de atraso en el pago por parte del Usuario, después de los treinta días de la fecha de emisión de la factura, la Distribuidora podrá cobrarle intereses por mora. La tasa de interés será indicada por la Comisión en cada ajuste trimestral, calculándola como la tasa mensual equivalente del promedio de la tasa de interés activa anual publicada por el Banco de Guatemala, correspondiente al trimestre de compras. No se deberá adicionar ningún otro cargo debido al atraso.

Conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, la desconexión del servicio la podrá ejecutar la Distribuidora, únicamente en los siguientes casos: (i) En el caso que el Usuario tenga pendiente el pago de Servicio de Distribución Final de dos o más facturaciones, previa notificación, y hayan transcurrido los treinta días de la emisión de la segunda factura; (ii) En el caso que el Usuario consuma energía sin aprobación de la Distribuidora; o (iii) En el caso de alteración de las condiciones del suministro por parte del Usuario. Posterior al corte del servicio, la Distribuidora no deberá seguir facturando al Usuario.

7. La reconexión se realizará una vez que desaparezcan las causas que originaron la suspensión del servicio. Para el restablecimiento del suministro se aplicará lo establecido en el artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

8. Respecto a la Garantía de Pago se deberá aplicar lo establecido en el artículo 94 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo cual, la Distribuidora no deberá exigir fiador.

9. El pago de la factura por servicio se deberá realizar en agencias comerciales o en los lugares señalados por la Distribuidora. Se deberá comunicar a los Usuarios sobre los lugares autorizados para efectuar los pagos.

10. La factura deberá incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica; asimismo conforme lo establecido en el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, previa autorización de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se podrán adicionar los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de las tarifas y relacionados directamente con el suministro.

11. Conforme lo establecido en el artículo 105 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se establece el costo de falla que debe ser considerado en el cálculo de las indemnizaciones a usuarios finales de distribución cuando se superen los indicadores de calidad indicados en la Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD, este costo será de diez (10) veces la tarifa BTS vigente en la ciudad de Guatemala a la fecha de referencia, correspondiente al primer día del período de control.

12. Definiciones de los Cargos, según el artículo 89 del Reglamento de la Ley General de Electricidad:

Cargo Unitario por Consumidor (CF): el cargo asociado a los costos de explotación de la Distribuidora por nivel de tensión.

Cargo Unitario por Energía (CE):
Es el cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del Usuario.

PRECIOS BASE

13. **Los precios base de compra de potencia y energía** a la entrada de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, serán aprobados por la Comisión para cada año estacional. Para el año estacional vigente, los precios base son los que resultan de la aplicación de la Resolución CNEE-79-2013 y de los ponderadores de energía que se aprueban en este pliego, estos estarán vigentes para el periodo del 01 febrero de 2014 al 30 de abril del 2014 y serán los siguientes:

Precio	Valores Base	Unidades	Definición
PPSTTS	57.642408	Q/kW-mes	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	0.479752	Q/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social

COMPONENTES DE COSTOS DEL VAD

14. **Las componentes de Costos del VAD (CCVAD) son las siguientes:**

Cargo	Valor	Unidades	Definición
CDBT	63.231088	Q/kW- mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Baja Tensión
CDMT	14.809053	Q/kW- mes	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión

CARGOS BASE DE CONSUMIDOR

15. **El Cargo Base de Consumidor (CF) es:**

Cargo	Valor	Unidades	Definición
$CFBTS_0$	8.355547	Q / Usuario - mes	Cargo Fijo Base, Usuarios Tarifa Social

PARÁMETROS TARIFARIOS (PTE)

16. **Los Componentes de Pérdidas del VAD o Factores de Pérdidas resultantes del Estudio Tarifario son los siguientes:**

Cargo	Valor	Definición
FPEBT	1.108676	Factor de Pérdidas de Energía, Baja Tensión
FPEMT	1.041243	Factor de Pérdidas de Energía, Media Tensión
FPPBT	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión
FPPBT_MT	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia en Baja Tensión, coincidente con la Red de Media Tensión
FPPMT	1.061531	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión
$FPPBT_{TS}$	1.167470	Factor de Pérdidas de Potencia, Baja Tensión, Tarifa Social
$FPPMT_{TS}$	1.061531	Factor de Pérdidas de Potencia, Media Tensión, Tarifa Social

17. **Constantes resultantes del Estudio de Caracterización de la Carga:**

Categoría	NHU	FCRedBT	FCRedMT
BTSS	432.323619	1.000000	0.999855

18. **Ponderadores de Consumo de Energía por Banda Horaria:**

	PUNTA	INTERMEDIA	VALLE
$\%E_{BTSTS}$	31.426489%	47.706243%	20.867268%

19. **Factores de Ajuste de Potencia**

Factor	Valor	Descripción
ALFA	0.977056	Proporción del VAD que se recuperará a través del cargo por potencia contratada
FAPot	0.925179	Factor de Ajuste de Potencia, sin Tarifa Social
FAPotTS	0.925179	Factor de Ajuste de Potencia, Tarifa Social
FABT	1.123203	Factor de Ajuste de Potencia, Baja Tensión
FAMT	1.123203	Factor de Ajuste de Potencia, Media Tensión

ESTRUCTURA TARIFARIA

20. **Cargo Fijo:**

CARGO FIJO POR USUARIO ($CFBTS_n$)

$$CFBTS_n = CFBTS_n * FACF_{BT}$$

21. **Tarifa Social (BTSS):**

CARGO UNITARIO POR ENERGÍA (CE)

$$CE_{BTSS} = PESTTS \cdot FPEBT \cdot FPEMT + PPSTTS \cdot FAPotTS \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} \cdot FPPBTTS \cdot FPPMTTS + CDBT \cdot FACD_{BT} \cdot FABT \frac{FCRedBT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} FPPBT + CDMT \cdot FACD_{MT} \cdot FAMT \cdot \frac{FCRedMT_{BTSS}}{NHU_{BTSS}} \cdot FPPBT_MT \cdot FPPMT + AT_n$$

22. Cargo por Corte y Reconexión (CACYR):

El cargo por reconexión es el aplicado para la reposición del servicio, de conformidad con el artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

$$CACYR_{BTSS_m} = FACACYR_m * CACYR_{BTSS_o}$$

Donde:

$CACYR_{BTSS_m}$	Cargo por Corte y Reconexión en el semestre m, para los usuarios de la Tarifa Social
$FACACYR_m$	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión
$CACYR_{BTSS_o}$	Cargo Base por Corte y Reconexión, para los usuarios de la Tarifa Social

Los Cargos Base por Corte y Reconexión son los siguientes:

	Valor	Unidad	Descripción
$CACYR_{BTSS_o}$	106.18	Quetzales	Cargo por Corte y Reconexión para usuarios en Tarifa Social

FÓRMULAS DE AJUSTE

23. Ajuste Trimestral:

Conforme al artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, cada tres meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente, para ser trasladados a tarifas de distribución, conforme lo siguiente:

$$CCPR_n = \sum_{i=1}^{3} CP_i$$

Donde:

$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales de la Distribuidora en el trimestre n para la demanda de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CP_i	Costos de Potencia para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de potencia de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Potencia o Demanda Firme, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$CCER_n = \sum_{i=1}^{3} CE_i$$

Donde:

$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales de la Distribuidora en el trimestre n para los consumos de Tarifa Social, calculados en la entrada de la red de distribución.
CE_i	Costos de Energía para el mes i del trimestre n para abastecer la demanda de energía de la Tarifa Social. En este concepto deben incluirse los costos asociados o determinados en función de la Energía, cuyo traslado a tarifas sea aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^{3} (EF_{i+1} \cdot PTP_{i+1} \cdot PFP_{i+1})$$

Donde:

APP_n	Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n
$CCPR_n$	Costos de Compra de Potencia Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. Se aplican a la energía facturada.
PFP_{i+1}	Precio Base Facturado de Potencia en el mes i+1

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^{3} (EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PFE_{i+1})$$

Donde:

APE_n	Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n
$CCER_n$	Costos de Compra de Energía Reales en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTE_{i+1}	Parámetros Tarifarios aplicados para la recuperación de costos de Energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1.
PFE_{i+1}	Precio Base Facturado de Energía en el mes i+1

$$APO_n = \sum COR_n$$

Donde:

APO_n	Ajuste por Pago de Otros Costos Reales en el trimestre n correspondientes a la Tarifa Social
COR_n	Costos Reales en el trimestre n, correspondientes a la Cuota por Administración y Operación del Mercado Mayorista, cargo por servicios de operación del sistema del Ente Operador Regional (EOR) y cargo por regulación del MER de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), esto con base en lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

El saldo no ajustado en el trimestre n se calcula como:

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * EF_{n-1}$$

Donde:

SNA_n	Saldo No Ajustado en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
n - 1	Trimestre anterior al que está siendo calculado

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Donde:

AT_n	Ajuste Trimestral en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social
MR_{n+1}	Monto a recuperar en el trimestre n+1 correspondiente a la Tarifa Social
EP_{n+1}	Cantidad de energía prevista facturar en el trimestre n correspondiente a la Tarifa Social (kWh)
$APENR_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n
$APPNR_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n

24. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía No Reconocidas:

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de energía no reconocidas de la manera siguiente:

$$APENR^{TS}{}_n = MPRE^{TS}{}_n - MPAE^{TS}{}_n$$

Donde:

$APENR^{TS}{}_n$	Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPRE^{TS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPAE^{TS}{}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRE^{TS}{}_n = CCER_n^{TS} \cdot PRE_n$$

Donde:

$MPRE_n^{TS}$	Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$CCER_n^{TS}$	Costos de Compra de Energía Reales de las categorías tarifarias de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE.

$$PRE_n = \left(\frac{CED_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarTOT} (EF_{t,i+1} \cdot PTE'_{t,i+1})}{CED_n} \right)$$

Donde:

PRE_n	Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía Tarifa Social y Tarifas No Sociales, en el trimestre n
CED_n	Cantidades de Energía Totales correspondientes a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales, compradas en el trimestre n por la Distribuidora
ntarTOT	Tipos de tarifas existentes, donde t= Tarifa Social (TS), Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP), Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
$PTE'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría $PTE_{t,i+1}$ tarifaria t. La diferencia con radica en que en para $PTE'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía se igualan a 1

$$MPAE^{TS}_n = \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTE''_{i+1} \cdot PE_i\right)$$

Donde:

$MPAE^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de la Tarifa Social. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
PTE''_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por energía (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t. La diferencia con $PTE_{t,i+1}$ radica en que para $PTE''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de energía totales se calculan como ($PTE_{t,i+1}$ - 1)
PE_i	Precio de compra de energía promedio, para el mes i del trimestre n (Tarifa Social). En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APE_n y la energía considerada en CED_n.

El $APENR^{TS}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = 0$
- Si $MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n > 0 \rightarrow APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$

25. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas

Trimestralmente se calculará un ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas de la manera siguiente:

$$APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$$

Donde:

$APPNR^{TS}_n$	Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPRP^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$MPAP^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n

$$MPRP^{TS}_n = CCPR^{TS}_n \cdot PRP_n$$

Donde:

$MPRP^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n
$CCPR^{TS}_n$	Costos de Compra de Potencia Reales de los Usuarios de la Tarifa Social, en el trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APP.

$$PRP_n = \left(\frac{CPD_n - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarD} \left(DF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1}\right) - \sum_{i=1}^{3} \sum_{t=1}^{ntarETOT} \left(EF_{t,i+1} \cdot PTP'_{t,i+1}\right)}{CPD_n} \right)$$

Donde:

PRPn	Porcentaje de Pérdidas Reales de Potencia en el trimestre n

CPD_n	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora, correspondiente a los bloques de Tarifa Social y Tarifas No Sociales de la Distribuidora (en kW), de acuerdo a lo registrado por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista y las demandas de los sistemas aislados, para el trimestre n.
ntarD	Tipos de tarifas que facturan demanda, donde t= Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDFP), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda Fuera de Punta (MTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión Horaria (MTH), Peaje en Función de Transportista Baja Tensión (PeajeFT_BT), Peaje en Función de Transportista Media Tensión (PeajeFT_MT).
$DF_{t,i+1}$	Cantidad de Demanda Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1)
$PTP'_{t,i+1}$	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1 y categoría tarifaria t (Tarifa Social y Tarifas No Sociales). La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP'_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia se igualan a 1
ntarETOT	Tipos de tarifas que no facturan demanda, donde t = Baja Tensión Simple (BTS), Alumbrado Público (AP) y Tarifa Social (BTSS).
$EF_{t,i+1}$	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i de cada tarifa t. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).

$$MPAP^{TS}_n = \sum_{i=1}^{3} \left(EF_{i+1} \cdot PTP''_{i+1} \cdot PP_i\right)$$

Donde:

$MPAP^{TS}_n$	Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en la Tarifa Social, en el trimestre n
EF_{i+1}	Cantidad de Energía Facturada, correspondiente al consumo del mes i. Dado que se factura al mes siguiente de realizado el consumo, el subíndice de la fórmula corresponde a (i+1).
PTP''_{i+1}	Parámetros tarifarios aplicados para la facturación por potencia (de acuerdo a la estructura tarifaria) en el mes i+1. La diferencia con $PTP_{t,i+1}$ radica en que para $PTP''_{t,i+1}$ los factores por pérdidas de potencia totales se calculan como ($PTP_{t,i+1}$ - 1) .

PP_i	Precio de compra de potencia promedio de la Tarifa Social para el mes i del trimestre n. En este concepto se deben incluir todos los costos contenidos en el APPn y las demandas máximas consideradas en CPDn.

El $APPNR^{TS}_n$ se incluirá en el cálculo del AT, de acuerdo a las condiciones siguientes:

- Si $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n \leq 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = 0$
- Si $MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n > 0 \rightarrow APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$

26. Ajuste Semestral de los Cargos por Distribución (CD)

Los Cargos por Distribución (CD) por nivel de tensión, se ajustarán semestralmente, según la fórmula siguiente:

$$FACD_{BT} = \left(PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) - \frac{1-K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

Donde:

$FACD_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Baja Tensión (CDBT)
$PD_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDBT igual a 49.00%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDBT igual a 51.00%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República, publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1

$$FACD_{MT}=\left(PD_{CD,MT}\cdot\frac{TC_N}{TC_0}\cdot FAA+PIPC_{CD,MT}\cdot\frac{IPC_N}{IPC_0}\right)-\frac{1-K_{CD,N}}{K_{CD,N}}+\frac{Cuota}{CDMT\sum_m D\max_{m,MT}}$$

Donde:

$FACD_{MT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Distribución de Media Tensión (CDMT)
$PD_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del CDMT igual a 43.78%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US$
FAA	Factor de Ajuste Arancelario
$PIPC_{CD,MT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del CDMT igual a 56.22%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, a diciembre de 2011, igual a 106.20
$K_{CD,N}$	Factor de reducción del CD en el período "N" igual a 1
Cuota	Monto pagado por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad, correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste
CDMT	Cargo Base por Potencia de Distribución en Media Tensión
$D\max_{m,MT}$	Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de La Distribuidora (en kW), registrada por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, y las demandas de los sistemas aislados, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste; ésta incluye la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora.

$$FAA=FP_{Ap}\frac{1+Ap_N}{1+Ap_0}+FP_{Ac}\frac{1+Ac_N}{1+Ac_0}+FP_{Ah}\frac{1+Ah_N}{1+Ah_0}+FP_{Ae}\frac{1+Ae_N}{1+Ae_0}+FP_{At}\frac{1+At_N}{1+At_0}$$

Donde:

FAA	Factor de Ajuste Arancelario
FP_{Ap}	Factor de ponderación del arancel del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 25.60%
Ap_N	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha de ajuste
Ap_0	Tasa arancelaria del poste de concreto con código N° 6810.99.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 15.0%
FP_{Ac}	Factor de ponderación del arancel del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 19.45%
Ac_N	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ac_0	Tasa arancelaria del cable desnudo de aluminio aéreo con código N° 7614.10.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 10.0%
FP_{Ah}	Factor de ponderación del arancel de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 17.76%
Ah_N	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ah_0	Tasa arancelaria de los herrajes con código N° 7318.15.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 5.0%
FP_{Ae}	Factor de ponderación del arancel del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 1.00%
Ae_N	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior a la fecha en que se efectúe el ajuste
Ae_0	Tasa arancelaria del equipo eléctrico con código N° 8535.21.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%
FP_{At}	Factor de ponderación del arancel del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, igual a 36.19%
At_N	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente el último día del mes anterior al que se efectúe el ajuste
At_0	Tasa arancelaria del transformador con código N° 8504.33.00 del Arancel Aduanero Centroamericano SAC, vigente al 30 de diciembre de 2011, igual a 0.0%

27. Ajuste Semestral de los Cargos de Consumidor (CF):

$$FACF_{BT}=\left(PD_{CF,BT}\cdot\frac{TC_N}{TC_0}\cdot FAA+PIPC_{CF,BT}\cdot\frac{IPC_N}{IPC_0}\right)-\frac{1-K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

Donde:

$FACF_{BT}$	Factor de Ajuste del Cargo por Consumidor para usuarios BT
$PD_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos transables sobre el valor total del costo de usuarios en BT, igual a 28.37%
TC_N	Tipo de cambio de referencia publicado por el Banco de Guatemala, en su página WEB (www.banguat.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
TC_0	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011, igual a 7.81083 Q/ US$
$PIPC_{CF,BT}$	Peso del valor de los costos no transables sobre el valor total del costo de usuarios de BT, igual a 71.63%
IPC_N	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20
$K_{CF,N}$	Factor de reducción del CF en el período "N" igual a 1

28. Ajuste Semestral del Cargo por Corte y Reconexión:

$$FACACYR_m=\frac{IPC_m}{IPC_0}$$

Donde:

$FACACYR_m$	Factor de ajuste del cargo por corte y reconexión en el semestre m
IPC_m	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, en su página WEB (www.ine.gob.gt), vigente el último día del mes anterior a la fecha del ajuste
IPC_0	Índice de Precios al Consumidor a nivel República publicado por el Instituto Nacional de Estadística, vigente a diciembre de 2011, igual a 106.20

29. Ajuste Anual de los Precios Base:

Conforme lo establecido en el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, con base a los precios de compra de energía de la Distribuidora por Banda Horaria, la Comisión podrá determinar que el Precio Base de Energía se pondere por Bandas Horarias, de la manera siguiente:

$$PEST_{TS}=PE_{PUNTA}*\%E_{TS}^{PUNTA}+PE_{INTERMEDIA}*\%E_{TS}^{INTERMEDIA}+PE_{VALLE}*\%E_{TS}^{VALLE}$$

Donde:

$PEST_{TS}$	Precio Base de Energía de la Tarifa Social
PE_{PUNTA}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Punta
$\%E_{TS}^{PUNTA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Punta
$PE_{INTERMEDIA}$	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria Intermedia
$\%E_{TS}^{INTERMEDIA}$	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria Intermedia
PE_{VALLE}	Precio de Compra de la Energía de La Distribuidora, en la Banda Horaria de Valle
$\%E_{TS}^{VALLE}$	Ponderador de Consumo de Energía de la Tarifa Social, en la Banda Horaria de Valle

AJUSTES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

30. Ajuste Trimestral, Trimestre Febrero - Abril 2014:

De acuerdo a lo establecido en la Resolución CNEE-2-2014 de fecha 14 de enero de 2014, el Ajuste Trimestral a aplicar del 01 de febrero al 30 de abril de 2014, es de:

	Valor	Unidades	Definición
AT_n	0.018100	Q / kWh	Ajuste Trimestral Tarifa Social

31. Factores de Ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre 2013:

Los factores de ajuste de los Cargos de Distribución al 31 de diciembre de 2013, son los siguientes:

Factor de Ajuste	Valor	Definición
$FACD_{BT}$	1.042638	Factor de Ajuste del CDBT al 31 de diciembre de 2013
$FACD_{MT}$	1.211295	Factor de Ajuste del CDMT al 31 de diciembre de 2013
$FACF_{BT}$	1.058306	Factor de Ajuste de CFBTS0 al 31 de diciembre de 2013
$FACACYR_m$	1.079849	Factor de Ajuste del Cargo por Corte y Reconexión al 31 de diciembre de 2013

Estos factores estarán vigentes para el periodo comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de julio de 2014.

PLIEGO TARIFARIO PERÍODO DEL 1 DE FEBRERO AL 30 DE ABRIL 2014

Baja Tensión Simple Social (BTSS)		
Cargo Unitario por Consumidor	8.842726	Q /usuario-mes
Cargo Unitario por Energía	0.982495	Q /kWh

32. **La Tasa de Interés por mora**, a aplicar en el trimestre comprendido del 1 de febrero al 30 de abril de 2014, por la Distribuidora es de:

Tasa de interés por mora	1.074206%

33. **Los Cargos por Corte y Reconexión** para aplicar en el semestre comprendido del 01 de febrero de 2014 al 31 de julio de 2014 son los siguientes:

	Valor	Unidad
CACYR $_{BTSS_m}$	114.66	Quetzales

II. La Distribuidora está obligada a entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cualquier información que se le solicite, para verificar el cumplimiento de los términos, condiciones y precios contenidos en la presente Resolución.

III. La presente resolución, entrará en vigencia el **uno de febrero de dos mil catorce**.

PUBLÍQUESE.-

Licenciada Carmen Urízar Hernández
Presidente

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GUATEMALA, C.A.

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

CNEE
Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(372322-2)-30-enero



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-29-2014

Guatemala, 27 de enero de 2014

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 4 del decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, definir las tarifas de distribución y la metodología para el cálculo de las mismas; así como emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, debe definir la metodología para determinar las pérdidas de potencia o consumo de los balastros o de las lámparas de alumbrado público en su conjunto, y en tanto se defina dicha metodología, se debe aprobar el cálculo para determinar el consumo mensual de energía de las lámparas de alumbrado público, de Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en ejercicio de las funciones que le confiere el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96, del Congreso de la República, y con base en lo considerado.

RESUELVE:

I. Aprobar el cálculo inicial para determinar el consumo mensual de energía de las lámparas de alumbrado público de Empresa Eléctrica Municipal de Retalhuleu, según la siguiente fórmula:

$$\textit{Consumo de energía mensual de lámparas de AP (en kWh)} = \frac{P_{bombilla} \cdot 1.142104 \cdot 12 \cdot días}{1000}$$

Donde:
$P_{bombilla}$ = Potencia de la bombilla (en Watts o Vatios).
días = Numero del días del mes a determinar la energía consumida (correspondiente al mes anterior a la fecha de facturación).

II. La presente resolución, entra en vigencia a partir del 1 de febrero de 2014, y tendrá vigencia hasta que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica defina la metodología general para determinar el consumo de Lámparas de Alumbrado Público, incluyendo sus pérdidas.

III. **PUBLÍQUESE.-**

Licenciada Carmen Urízar Hernández
Presidente

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA GUATEMALA, C.A.

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

CNEE
Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(372321-2)-30-enero



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-30-2014

Guatemala, 27 de enero de 2014

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, así como definir las tarifas de transmisión sujetas a regulación.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 59 de la Ley General de Electricidad, preceptúa que están sujetos a regulación los precios de los peajes a que están sometidas las líneas de transporte, subestaciones de transformación e instalaciones de distribución; en los casos en que no exista acuerdo entre las partes, los peajes serán determinados por la Comisión, ciñéndose a las disposiciones de la ley y su reglamento. Y el artículo 64 de la Ley General de Electricidad, preceptúa que el uso de las instalaciones de transmisión y transformación principal y secundarios devengarán el pago de peajes a su propietario y que los peajes serán acordados entre las partes; a falta de acuerdo se aplicarán los peajes que determine la Comisión, oyendo al o los propietarios de los sistemas de transmisión y de distribución involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista, apegándose estrictamente al procedimiento descrito en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mediante resolución CNEE-147-2013, fijó los valores máximos del Peaje del Sistema Secundario de Transporte, los cuales fueron modificados por medio las resoluciones CNEE-199-2013, CNEE-229-2013 y CNEE-291-2013; por lo que la **Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica de INDE -ETCEE-**, solicitó que se modificara el Peaje que le fuera asignado, en virtud de nuevas instalaciones puestas en operación comercial, motivo por el que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en cumplimiento de lo establecido en la legislación nacional, solicitó al Administrador del Mercado Mayorista su pronunciamiento respecto a la solicitud realizada por la **Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica de INDE -ETCEE-** manifestándose oportunamente al respecto.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado, y en los artículos, 4, 5, 64, 67, 68 y 69 de la Ley General de Electricidad, y 55 de su Reglamento,

RESUELVE:

I. Adicionar al Peaje Secundario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE –ETCEE- fijado en la Resolución CNEE-147-2013 numeral romano I, la cantidad de **cincuenta mil seiscientos veinticuatro con noventa y cinco** centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año **(50,624.95 US$/Año)**, monto que incluye el ajuste automático al Peaje del Sistema Secundario definido en la Resolución CNEE-147-2013, numeral romano VI, la anualidad de las instalaciones de transmisión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración correspondiente al proyecto "Rotación de Transformadores de Potencia en la Subestación La Noria y Subestación Cocales", realizado por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE -ETCEE-, dicho monto se asignará de la siguiente forma:

I.I. Para la asignación de Peajes por parte del Administrador del Mercado Mayorista, en base a la Norma de Coordinación Comercial No. 9, se adiciona al Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Occidente la cantidad de **cincuenta mil seiscientos veinticuatro con noventa y cinco** centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año **(50,624.95 US$/Año)**, por lo que se modifica el Valor Máximo del Peaje del Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Occidente, fijado en la Resolución CNEE-199-2013, numeral romano I.I y se fija en la cantidad de **diez millones ochocientos treinta y un mil doscientos diez con cinco** centavos de dólar de los Estados Unidos de América al año **(10,831,210.05 US$/Año)**, dicho monto incluye el ajuste automático al Peaje del Sistema Secundario definido en la Resolución CNEE-147-2013, numeral romano VI.

II. Se anexa a la presente Resolución la desagregación del los Peajes que por la presente se fijan y adicionan.

III. Lo que no se modificó de la Resolución CNEE-147-2013, CNEE-199-2013 y CNEE-229-2013, por medio de la presente resolución, continúa vigente e inalterable.

IV. La presente Resolución entra en vigencia a partir del día uno del mes inmediato siguiente a su publicación en el Diario de Centro América.

Publíquese.-

Licenciada Carmen Urízar Hernández
Presidente

Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

Licenciado Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General

Lic. Juan Rafael Sánchez Cortés
Secretario General
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

ANEXO

Desagregación del Peaje adicionado al Sistema Secundario de Transmisión

Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE –ETCEE-

Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Occidente:

Subestaciones

No.	Nombre	Descripción	Cantidad	Pot. Nom. Natural (MVA)	Peaje (US$/Año)
1	Cocales*	Máquina | 69/34.5kV | 0 a 8 MVA | 3F | TRANSF.	1	-2.5	-15,562.87
2	La Noria*	Máquina | 69/34.5kV | 0 a 8 MVA | 3F | TRANSF.	1	-5	-31,125.74
3	Cocales	Máquina | 69/34.5kV | 0 a 8 MVA | 3F | TRANSF.	1	5	31,125.74
4	La Noria	Máquina | 69/34.5kV | OLTC | 0 a 20 MVA | 3F | TRANSF.	1	10	66,187.82
		TOTAL		7.5	50,624.95

* El valor negativo corresponde a las instalaciones de transmisión las cuales pasan a desuso o son modificadas.

Resumen	Peaje (US$/Año)
SE Cocales	15,562.87
SE La Noria	35,062.08
Total	50,624.95

(372318-2)-30-enero

MUNICIPALIDAD DE SAN ANTONIO PALOPÓ, DEPARTAMENTO DE SOLOLÁ

Acuérdase aprobar el Reglamento de Gastos de Viáticos y Gastos Conexos de la Municipalidad de San Antonio Palopó, departamento de Sololá.

EL INFRASCRITO SECRETARIO MUNICIPAL DEL MUNICIPIO DE SAN ANTONIO PALOPÓ, DEPARTAMENTO DE SOLOLÁ.

CERTIFICA:

Haber tenido a la vista el libro de Acuerdos Municipales, donde se encuentra asentado el Acuerdo Municipal Número 47-2013 de fecha treinta de octubre de dos mil trece en el cual aparece el punto que copiado dice: "Quinto: El Concejo Municipal de San Antonio Palopó, departamento de Sololá.

CONSIDERANDO:

Que de conformidad al Código Municipal Decreto 12-2002 del Congreso de la República, le compete el control y fiscalización de los distintos actos del gobierno Municipal y su administración.

CONSIDERANDO:

Que ha sido discutido y analizado el reglamento de viáticos a implementar en la Municipalidad de San Antonio Palopó, debido a los gastos que generan las diligencias que realizan las autoridades, funcionarios y empleados municipales en cumplimiento a las comisiones y funciones asignadas, por lo antes expuesto se hace necesario establecer las cuotas diarias por gastos de viáticos y reconocer las comisiones cuando se realizan en vehículos particulares, propiedad de las autoridades, funcionarios o empleados comisionados.

POR TANTO:

Con fundamento en lo considerado y en lo que preceptúan los artículos: 253 y 254 de la Constitución Política de la República de Guatemala 3, 9, 33, 34, 35 incisos a, i, 40 y 42 del Código Municipal Decreto 12-2002 del Congreso de la República, por unanimidad de sus miembros ACUERDA: **Aprobar el Reglamento de Gastos de Viáticos y Gastos Conexos de la Municipalidad de San Antonio Palopó, departamento de Sololá.**

Artículo 1 VIÁTICOS: Se entiende por viáticos, las asignaciones destinadas para el pago alimentación y hospedaje, ocasionados en el cumplimiento de comisiones oficiales fuera de la sede municipal o del lugar donde permanentemente desempeñan sus labores.

Artículo 2 OTROS GASTOS: Se entiende por otros gastos, los que se ocasionen en el cumplimiento de comisiones oficiales por concepto de:

a) Pasajes
b) Transporte de equipo.
c) Combustibles, lubricantes y otros gastos similares, en el caso de que la comisión se efectúe en vehículo de la municipalidad.
d) Cualquier otro gasto que se ocasione con motivo de la comisión, por caso fortuito o fuerza mayor.

Artículo 3 AUTORIZACIÓN: Se autorizará el pago de viáticos a los funcionarios y trabajadores de la Municipalidad a quienes se les encomiende, por la autoridad competente y por escrito, el desempeño de una comisión oficial, que debe cumplirse fuera del lugar en que permanentemente desempeña sus labores.

Artículo 4 Los gastos de viáticos se otorgarán cuando la comisión sea autorizada por el Alcalde o la autoridad municipal correspondiente por medio de oficio o acuerdo con cargo a la partida específica del presupuesto de egresos en vigor.

En dicho documento se hará constar: el nombre de la persona a quien se le encargue la comisión, cargo que desempeña, objeto de la comisión, lugar en que ha de cumplirse, tiempo probable de su permanencia fuera de la población y fecha de salida.

Artículo 5 ANTICIPO DE VIÁTICOS: La persona designada para el desempeño de una comisión oficial, deberá llenar el formulario "Viático anticipo" y obtener la autorización del funcionario que emitió el nombramiento correspondiente. Contra dicho documento la persona designada recibirá de la Dirección Financiera Municipal, los fondos asignados a la comisión, quedando obligada a presentar posteriormente la respectiva liquidación conforme disposiciones que para el efecto se establecen en el presente reglamento.

Artículo 6 Cuando el transporte se efectúe en vehículo municipal se proporcionarán fondos para combustibles de acuerdo con el número de cilindros del vehículo a utilizarse y kilómetros a recorrer de acuerdo a las distancias registradas en la Dirección General de Caminos, de las que para el efecto, tendrá conocimiento la Dirección Financiera Municipal, debiendo exigirse en la liquidación, las facturas por combustible y lubricantes utilizados. En caso que la transportación se efectúe en vehículos ajenos a la municipalidad, esta cubrirá el valor del pasaje de ida y vuelta, el flete o alquiler en su caso. Las facturas deberán obtenerse a nombre de la Municipalidad.

Artículo 7 En los casos de comisiones especiales no previstas en el presente reglamento, el viático será autorizado por la autoridad municipal correspondiente, conforme a las circunstancias y lugar en que efectúe la comisión debiendo observarse el Reglamento de Gastos de Viáticos del Gobierno Central.

Artículo 8 Las personas designadas para efectuar comisiones llevarán constancias que deberán ser firmadas y selladas por algún funcionario o empleado de las dependencias estatales o instituciones que visiten con motivo de la comisión, con el objeto de comprobar que la misma se efectuó.

Artículo 9 La liquidación de viáticos deberá realizarse mensualmente dentro de los cinco días hábiles del mes siguiente.

Artículo 10 Los viáticos para pago de hospedaje y alimentación, se sujetarán a las siguientes cuotas diarias:

CLASE	GRUPO "A"	GRUPO "B"	GRUPO "C"
Primera	Q. 300.00	Q. 300.00	Q. 100.00
Segunda	Q. 250.00	Q. 200.00	Q. 100.00
Tercera	Q. 200.00	Q. 200.00	Q. 100.00

PRIMERA CLASE: Alcalde Municipal y miembros de la Corporación Municipal.

SEGUNDA CLASE: Secretario Municipal, Director DAFIM, Tesorero Municipal, Director Municipal de Planificación, Encargado de Servicios Públicos, Coordinadora de la Oficina Municipal de la Mujer y Juez de Asuntos Municipales.

TERCERA CLASE: Los demás trabajadores municipales.

GRUPO "A" Ciudad capital de Guatemala.

GRUPO "B" Cabeceras departamentales, excepto cabecera departamental de Sololá, municipios de otros departamentos.

GRUPO "C" Otros municipios del departamento de Sololá, aldeas del municipio de San Antonio Palopó, cabecera municipal de Sololá.

Artículo 11 FRACCIÓN DEL DIA: Cuando en la comisión se inviertan menos de veinticuatro (24) horas, los viáticos se reconocerán de acuerdo con los siguientes porcentajes de las cuotas así:

a) Para desayuno, quince por ciento (15%).
b) Para Almuerzo, veinte por ciento (20%).
c) Para cena, quince por ciento (15%).
d) Para transporte, cincuenta por ciento (50%).

Para lo anterior se deberán considerar los siguientes criterios:
a) Desayuno: Si la comisión se inicia antes de las 7:00 horas o se finaliza después de las 7:00 horas.
b) Almuerzo: Si la comisión se inicia antes de las 13: 00 horas o se finaliza después de las 13:00 horas.
c) Cena: Si la comisión de inicia o se finaliza después de las 19: 00 horas.

Artículo 12 Cuando por causas no imputables, la persona que desempeña la comisión, permanezca fuera de la sede de sus labores por un tiempo mayor de lo previsto, deberá comunicarlo por la vía más rápida al Alcalde Municipal o a quien lo sustituya, y los viáticos adicionales le serán reconocidos, siempre que presente la constancia en la forma establecida por el presente reglamento.

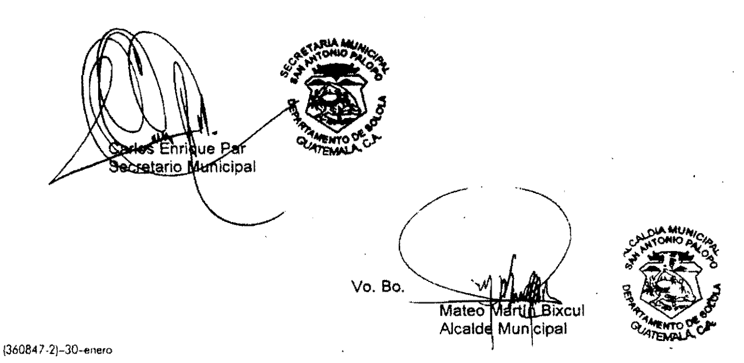
Artículo 13 Las sumas de dinero no utilizadas deberán reintegrarse en el mismo acto de la liquidación de los gastos, y la Tesorería Municipal extenderá la constancia correspondiente. En igual forma se procederá en caso de tratarse de devoluciones de materiales, implementos u otros bienes utilizados en el desempeño de la comisión.

Artículo 14 Las comisiones deberán ser desempeñadas por la persona directamente encargada del asunto. Si la naturaleza del mismo amerita que sean varias personas las que fueran a desempeñar la comisión, el Alcalde o la autoridad municipal designarán el número de ellas estrictamente necesario. En todo caso, debe tenerse cuidado de no excederse de las asignaciones mensuales en el renglón de viáticos del presupuesto respectivo.

Artículo 15 Cualquier disposición anterior que haya sido publicada en el Diario Oficial que esté relacionada con viáticos y gastos conexos quedará derogada.

Artículo 16 El presente Reglamento entrará en vigor ocho días después de su publicación en el diario oficial." Aparece firma del señor Luciano Sicaján Sicay, Síndico Primero. (f.) Andrés López Sicaján, Síndico Segundo. (f.) Pedro Jacinto Cúmes Yaxón, Concejal Primero (f.) Santos Pérez Pérez, Concejal Segundo; f) Santos Sicaján Pérez, concejal Tercero; f) P. C. Santos Sicaján Pérez, Concejal Cuarto. (f.) Mateo Martín Bixcul, Alcalde Municipal. (f). C. E. Par, Secretario Municipal. Está el sello de la Alcaldía Municipal. Sello de la Secretaría Municipal.

Y para remitir a donde corresponde se extiende la presente copia certificada en el municipio de San Antonio Palopó, departamento de Sololá a cuatro de noviembre de dos mil trece.



Vo. Bo. Mateo Martín Bixcul
Alcalde Municipal

(360847-2)-30-enero

MUNICIPALIDAD DE FLORES COSTA CUCA, DEPARTAMENTO DE QUETZALTENANGO

Acuérdase aprobar el Reglamento para la Administración y Funcionamiento del Servicio Municipal de Mercado del Municipio de Flores Costa Cuca del Departamento de Quetzaltenango, el cual consta de cuarenta y tres artículos.

EL INFRASCRITO SECRETARIO MUNICIPAL DEL MUNICIPIO DE FLORES COSTA CUCA DEL DEPARTAMENTO DE QUETZALTENANGO, CERTIFICA: TENER A LA VISTA EL LIBRO NUMERO SIETE DE ACTAS DE SESIONES DEL CONCEJO MUNICIPAL EN EL QUE APARECE EL ACTA NUMERO 03-2014 DE FECHA DIECISEIS DE ENERO DE DOS MIL CATORCE Y QUE EN EL PUNTO TERCERO COPIADO LITERALMENTE DICE: **TERCERO:** El señor Alcalde Municipal, manifiesta a los honorables miembros del Concejo Municipal que antes de trasladar a los comerciantes al nuevo edificio del mercado Municipal se hace necesario emitir el reglamento para la administración y funcionamiento del mercado municipal. Continua manifestando el señor Alcalde Municipal que para el efecto presenta al Honorable Concejo Municipal un anteproyecto del reglamento que regulara la administración y funcionamiento del mercado municipal en el municipio para que luego de analizado y discutido sea aprobado por los miembros del Concejo Municipal. El Concejo Municipal, CONSIDERANDO: Que es necesario que exista un reglamento para la administración y funcionamiento del Mercado Municipal para que exista un orden dentro del mismo, CONSIDERANDO: Que el Concejo Municipal tiene la potestad de emitir reglamentos dentro de la circunscripción Municipal, el Honorable Concejo Municipal, luego de analizar cada uno de los artículos del anteproyecto presentado por el Alcalde Municipal, por unanimidad de los presentes, ACUERDA: a) Aprobar el Reglamento Para La Administración y Funcionamiento del Servicio Municipal de Mercado del Municipio de Flores Costa Cuca del Departamento de Quetzaltenango, el cual consta de cuarenta y tres artículos, quedando aprobado de la siguiente forma:

REGLAMENTOS PARA LA ADMINISTRACION Y FUNCIONAMIENTO DEL SERVICIO MUNICIPAL DE MERCADO DEL MUNICIPIO DE FLORES COSTA CUCA, DEPARTAMENTO DE QUETZALTENANGO.

TITULO I
DISPOSICIONES GENERALES
CAPITULO UNICO
MARCO GENERAL

Artículo 1. Objeto: El presente Reglamento tiene por objeto regular la prestación del servicio municipal de mercado.

Artículo 2. Propiedad de terreno e instalaciones: La municipalidad de Flores Costa Cuca, Departamento de Quetzaltenango, es propietaria del terreno, edificio e instalaciones públicas del mercado y piso plaza, así como de las ampliaciones y mejoras que se hagan en el futuro; por lo tanto, el costo total deberá figurar en el inventario patrimonial de la municipalidad.

Artículo 3. Definiciones: Para una mejor comprensión de las regulaciones contenidas en este Reglamento, se establecen las siguientes definiciones:
1. Mercado municipal: Es el lugar o instalaciones de propiedad municipal, en donde, bajo el régimen de libre competencia, se desarrollan relaciones de compraventa de bienes y servicios.
2. Arrendatarios o arrendatarias: Son las personas debidamente autorizadas por la municipalidad, para la venta de bienes y servicios, que ocupan un local o puesto en el mercado municipal y pagan la renta o tasa correspondiente.
3. Arrendatarios o arrendatarias permanentes: Son las personas que, mediante pago de renta mensual de acuerdo a contrato suscrito con la municipalidad, ocupan locales construidos formalmente o puestos fijos, destinados al comercio dentro del área del mercado municipal. Atienden su negocio todos los días, dentro del horario establecido en el artículo 21 de este reglamento.
4. Arrendatarios o arrendatarias ocasionales: Son las personas que, mediante el pago de la tasa correspondiente, ocupan puestos en forma eventual, dentro del área de piso de plaza del mercado municipal.

Artículo 4. Aplicación: El servicio de mercado se administrara aplicando el presente reglamento; las autoridades, funcionarios o funcionarias, empleados y empleadas municipales, así como los usuarios y usuarias, deben observarlo y cumplirlo correctamente. El Alcalde Municipal, es el responsable de velar porque el Reglamento se aplique correctamente y sin preferencias de ninguna naturaleza.

TITULO II
ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL SERVICIO
CAPITULO I
ADMINISTRACION DEL SERVICIO

Artículo 5. Nombramiento del personal del mercado: El Alcalde o Alcaldesa Municipal, nombrará al personal de servicio, previo cumplimiento de los requisitos legales. La cantidad de personal estará en función de las necesidades del servicio y de las situaciones financieras y presupuestarias municipales.

Artículo 6. Administración del mercado: La administración del mercado estará a cargo de un Administrador o Administradora quien supervisara las actividades de su personal, para asegurar la calidad del servicio.

Artículo 7. Responsabilidad por el funcionamiento eficaz, seguro y continuo del servicio: El Concejo Municipal, El Alcalde o Alcaldesa Municipal, el personal de mercado y las organizaciones de vendedores y vendedoras, si existieran, son responsables de velar por el funcionamiento eficaz, seguro y continuo de servicio.

Artículo 8. Criterios para adjudicación de espacios de piso plaza y locales comerciales: En el otorgamiento de espacios de piso plaza de locales en arrendamiento, se dará preferencia a personas que hubieran ocupado local o puesto anteriormente, que sean vecinos o vecinas del municipio, que no posean otro negocio similar en el mismo .mercado y presenten la solicitud correspondiente. En ningún caso se concederá en forma gratuita, a persona alguna individual o jurídica, el uso de las instalaciones del mercado y piso plaza.

Artículo 9. Instancias responsables de la adjudicación de espacios de piso de plaza y locales comerciales: En respuesta a las solicitudes presentadas, la adjudicación de locales comerciales y área de piso de plaza en el mercado, estará a cargo del Administrador o Administradora del mercado, con la aprobación previa del Alcalde o Alcaldesa Municipal.

Artículo 10. Proceso para obtención de locales y puestos fijos: Para obtener locales o puestos fijos en arrendamiento, las personas interesadas deben seguir el procedimiento siguiente:
1. Presentar la solicitud correspondiente en el formulario que le proporcione la municipalidad, indicando nombre, domicilio y lugar para recibir notificaciones; local solicitado y destino o giro comercial y manifestar conocimiento y aceptación del Reglamento. Deberá adjuntar fotocopia de Documento Personal de Identificación, boleto de ornato y solvencia municipal.
2. Al estar autorizada la adjudicación del local o puesto fijo, deberá suscribirse un contrato de arrendamiento por el término de uno a diez años en las condiciones que la municipalidad establezca, el cual podrá renovarse en la forma que conste en dicho documento. Las personas jurídicas legalmente establecida, actuarán a través de su representante legal, quien al suscribirse el contrato de arrendamiento deberá acreditar su personería jurídica a satisfacción de la municipalidad.
3.

CAPITULO II
OPERACIÓN DEL SERVICIO

Artículo 11. Adiciones y mejoras en el área de mercado: Cualquier adición o mejora que desee efectuar el arrendatario o arrendataria en las áreas de ventas objeto de arrendamiento, deberá contar con el dictamen favorable de la Dirección Municipal de Planificación, en el entendido de que las obras que se realicen pasarán a ser propiedad municipal al finalizar la relación contractual.

Artículo 12. Inspección Sanitaria: La municipalidad, de conformidad con el artículo 145 del Código de Salud, coordinará con el Ministerio de Salud Pública y Asistencial Social, la inspección sanitaria del mercado para asegurar el cumplimiento de las normas y reglamentos de la materia y el expendio de productos en condiciones de calidad e higiene. Es Obligación de los arrendatarios que se dediquen a la venta de productos alimenticios contar con su respectiva licencia sanitaria.

Artículo 13. Cierre temporal de Locales: El arrendatario o arrendataria podrá cerrar el establecimiento comercial, hasta por el término de quince (15) días, previo aviso por escrito al Administrador del Mercado, con copia al Alcalde Municipal. Si pasado ese tiempo el local permanece cerrado, se dará por rescindido el contrato y el Alcalde o Alcaldesa Municipal, ordenará al Administrador o Administradora practicar, en presencia de dos usuarios o usuarias del mercado que servirán como testigos, el inventario de los artículos almacenados en el local, quedando registrados y depositados en la bodega municipal a disposición del propietario o propietaria, quien podrá retirarlos, previo pago de rentas y otros compromisos atrasados.

Artículo 14. Área de colocación de ventas: Las ventas permanentes solamente podrán ubicarse dentro del área del edificio del mercado o piso de plaza. Los vendedores o vendedoras temporales podrán colocar sus ventas en el área destinada para piso de plaza.

Artículo 15. Libre locomoción: Los arrendatarios y arrendatarias evitaran la colocación de obstáculos en los pasillos o en áreas de paso, que impidan el libre tránsito de los consumidores.

Artículo 16. Instalación de aparatos eléctricos: Los arrendatarios y arrendatarias de puestos fijos que sean utilizados para carnicerías, marranerías, comedores y otros similares, podrán instalar aparatos eléctricos como refrigeradores, mostradores refrigerados, estufas y otros para el uso del negocio. El pago del consumo de energía eléctrica es responsabilidad del arrendatario o arrendataria, por lo que deberá contratar individualmente este servicio con la empresa que lo preste.

Artículo 17. Atención del negocio: El local deberá ser ocupado y el negocio atendido por el arrendatario, la arrendataria o por la persona designada por este.

Artículo 18. Instalación de Rótulos: La instalación de rótulos debe ser autorizada por la municipalidad y éstos no deben sobrepasar los límites del local.

Artículo 19. Medidas de prevención para evitar contagio de enfermedades: Los arrendatarios y arrendatarias evitaran presentarse al negocio cuando padezcan de cualquier enfermedad infecto-contagiosa.

Artículo 20. Lugares de carga y descarga: La carga y descarga de mercadería se hará únicamente en el lugar especialmente indicado.

Artículo 21. Horario del servicio: El mercado permanecerá abierto de 6:00 a 19:00 horas y los días de mercado de 5:00 a 20:00 horas; la municipalidad dispondrá los días en que debe permanecer cerrado por motivos plenamente justificables y previa notificación a comerciantes y consumidores.

Artículo 22. Inspección periódica del funcionamiento del servicio. El Administrador o Administradora procederá, periódicamente, a inspeccionar el funcionamiento del mercado, para comprobar la correcta aplicación del Reglamento, de lo cual informará al Alcalde o Alcaldesa Municipal, para que se tomen las medidas pertinentes.

Artículo 23. Derecho de los arrendatarios y arrendatarias: No se reconocerán a los arrendatarios y arrendatarias, derechos mayores a los que otorga la ley y lo que preceptúa este reglamento.

Artículo 24. Derechos de los arrendatarios y arrendatarias permanentes: Los arrendatarios y arrendatarias tendrán derecho a:

1. Ocupar el local o puesto fijo que les fuese designado, únicamente para realizar actividades propias del comercio y en la clase de negocio autorizada.
2. Disponer de los servicios de vigilancia y seguridad, así como del servicio de limpieza de las áreas comunes de las instalaciones del mercado.

Artículo 25. Obligaciones de los arrendatarios y arrendatarias permanentes: Para asegurar el funcionamiento adecuado del servicio de mercado, los arrendatarios y arrendatarias permanentes deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Pagar en la tesorería municipal la renta establecida sin requerimiento alguno en mensualidades anticipadas, debiendo conservar los comprobantes correspondientes para presentarlos cuando les sean requeridos.
2. Pagar consumo de energía eléctrica conforme a las disposiciones reglamentarias emitidas para la prestación de tales servicios.
3. Mantener el local en perfectas condiciones de limpieza e higiene, utilizado para el efecto recipientes plásticos con tapadera para depósito de basura, la que trasladará diariamente al área destinada como depósito de basura del mercado.
4. Acatar las disposiciones de seguridad e higiene, contenidas en el Código de salud vigente y las que en el futuro se emitan por autorización competente.
5. Poner en conocimiento del Administrador o Administradora del Mercado, cualquier anomalía que observen en el funcionamiento del servicio.
6. Mantener abierto diariamente el local.

Artículo 26. Derechos de los arrendatarios y arrendatarias ocasionales: Los arrendatarios y arrendatarias ocasionales tienen el derecho de ocupar el espacio que les sea asignado por el Administrador o Administradora para el expendio de sus productos.

Artículo 27. Obligaciones de los arrendatarios y arrendatarias ocasionales: Para asegurar el funcionamiento adecuado del servicio de mercado, los arrendatarios y arrendatarias ocasionales deberán cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Ocupar el espacio que les sea asignado por la administración según la clase de productos que expendan.
2. Pagar la tasa por servicio de piso de plaza a la persona autorizada por la municipalidad, en el momento que se le requiere el pago y conservar el comprobante correspondiente del día en que pago.
3. Mantener limpio el puesto, depositando la basura y desperdicios en lugares destinados para el efecto.
4. Mantener los productos que expendan en condiciones de limpieza e higiene, velando por la calidad de los mismos.

Artículos 28. Continuidad del contrato en caso de fallecimiento del arrendatario o arrendataria: En caso de fallecimiento del arrendatario o arrendataria, la esposa o en su caso el esposo o conviviente, hijas e hijos mayores de 18 años, tendrán derecho a continuar el arrendamiento, para lo cual bastará con la manifestación de interés de los interesados, hecha constar en acta ante el Alcalde o Alcaldesa Municipal en el entendido que el arrendamiento continuará por el resto del plazo estipulado en la condiciones contenidas en el contrato suscrito por el antecesor.

TÍTULO III
ASPECTOS PRESUPUESTARIOS Y FINANCIEROS
CAPÍTULO I
INGRESOS Y EGRESOS DEL SERVICIO

Artículo 29. Presupuesto anual: Los ingresos y egresos del servicio de mercado se incluirán en el presupuesto específico del mismo y dentro del presupuesto municipal aprobado con las formalidades que establece el Código Municipal y la asesoría que proporcione el Instituto Nacional de Fomento Municipal (INFOM) y el Ministerio de Finanzas Públicas como ente rector del sistema financiero Nacional.

Artículo 30. Destino de los ingresos del servicio: Los ingresos que genere el servicio serán destinados a cubrir los gastos de administración, operación y mantenimiento del mismo, así como los compromisos financieros establecidos en las clausulas contractuales del contrato de préstamos utilizados para financiar la construcción, ampliación y mejoramiento del mercado. Si existiera remanente después de cubrir estos costos, El Concejo Municipal decidirá su aplicación.

CAPÍTULO II
SISTEMAS TARIFARIO

Artículo 31. Estructura tarifaria: De conformidad con los estudios realizados, el Concejo Municipal establece el monto de la rentas así:

LOCALES COMERCIALES	TARIFA
1. Locales Primer Nivel Exterior	Q. 500.00 Mensual
2. Locales Primer Nivel Interior	Q. 200.00 Mensual
3. Locales Segundo Nivel Exterior	Q. 300.00 Mensual
4. Locales Segundo Nivel Interior	Q. 150.00 Mensual
5. Servicios Sanitarios	Q. 200.00 Mensual
6. Piso Plaza	Q. 2.00 M2/día

El pago mensual por renta de locales, es independiente de los compromisos tributarios contenidos en el Plan de Arbitrios y tasas, así como otras regulaciones legales.

Artículo 32. Plazo para el pago de rentas: El pago de rentas deberá hacerse efectivo durante los primeros cinco días hábiles del mes, caso contrario el arrendatario o arrendataria pagará un multa del diez por ciento (10%) por atraso del pago de cada mes vencido. La mora de pago de dos meses vencidos, otorgará a la Municipalidad el derecho de tener por RESCINDIDO el Contrato sin responsabilidad alguna y el arrendatario queda obligada a desocupar el local inmediatamente y en caso de no hacerlo se sujeta al pago de daños y perjuicios así como también faculta a la Municipalidad para desocupar el local consignando lo que en él se encuentre en la bodega municipal.

Artículo 33. Modificaciones al reglamento y su sistema tarifario: La municipalidad evaluará anualmente o antes si fuera necesario, si el reglamento, tasas y rentas, se adecuan al nivel del servicio y su autosuficiencia, para garantizar su funcionamiento eficaz, seguro y continúo. Aplicara los correctivos pertinentes y regulara las modificaciones necesarias. Si las autoridades municipales lo estiman convenientes, pueden solicitar la asesoría técnica a entidades especializadas.

TÍTULO IV
REGIMEN DE PROHIBICIONES Y SANCIONES
CAPÍTULO ÚNICO
PROHIBICIONES Y SANCIONES

Artículo 34. Medidas de seguridad: Se prohíbe el uso de velas y veladoras; en la utilización de estufas, lámparas y otros utensilios similares, deberán tomarse las medidas de precaución necesarias, para evitar incendios. La municipalidad no se responsabiliza por daños y perjuicios que puedan sufrir los arrendatarios o arrendatarias.

Artículo 35. Cambio de giro comercial o destino del área arrendada: En ningún caso se permitirá el cambio de giro comercial o destino para el que fueron otorgados en arrendamiento las áreas y locales, salvo autorización del Alcalde o Alcaldesa Municipal.

Artículo 36. Reuniones no permitidas: Es prohibido realizar en el interior del mercado, reuniones de carácter político o religioso que tiendan a alterar el orden dentro del mismo.

Artículo 37. Prohibiciones a los arrendatarios y arrendatarias permanentes: Para seguridad y comodidad de compradores o compradoras, vendedores y vendedoras, los arrendatarios y las arrendatarias permanentes tienen prohibido:

1. Permanecer dentro de los locales en horas inhábiles.
2. Expender sustancias explosivas o inflamables tales como: cohetes, bombas, morteros u otros que contengan pólvora, así como kerosina, gasolina, varsol, u otros de la misma naturaleza.
3. Vender o ingerir bebidas alcohólicas o fermentadas, permanecer dentro del mercado en estado de ebriedad o bajo efectos de estupefacientes.
4. Subarrendar parcial o totalmente el local asignado.
5. Utilizar el local como vivienda.
6. Destinar el local como bodega o depósito de objetos ajenos a los autorizados para la venta.
7. Dejar animales durante la noche en el interior del mercado.
8. Negociar los derechos del local.
9. Usar el local para efectuar juegos de azar.
10. Hacer uso de altoparlantes para propaganda comercial o utilizar aparatos de sonido con alto volumen.

Artículo 38. Prohibiciones a los arrendatarios y arrendatarias ocasionales: Para seguridad y comodidad de compradores y compradoras, vendedores y vendedoras; los arrendatarios y arrendatarias ocasionales tienen prohibido:

1. Botar cualquier clase de residuos o desechos en los pasillos.
2. Colocar cualquier objeto que obstruya la libre locomoción de las personas.
3. Ocupar un área mayor a la asignada, por la que pagó el derecho.
4. Colocar la mercadería directamente en el suelo.
5. Cualquier otra que les sea aplicable de los arrendatarios permanentes.

Artículo 39. Multas y Sanciones: El Juez o Jueza de Asuntos Municipales, El Alcalde o Alcaldesa Municipal en función de Juez o Jueza, impondrán multas y sanciones por la infracción a las normas contenidas en este Reglamento. Las sanciones podrán ir desde una amonestación hasta dar por rescindido el contrato respectivo. El monto de las multas se graduará conforme lo estipule el plan de tasas vigente y el Código Municipal.

TÍTULO V
DISPOSICIONES FINALES
CAPÍTULO ÚNICO
DISPOSICIONES FINALES

Artículo 40. Casos no previstos: Cualquier caso no contemplado en este Reglamento será resuelto por el Alcalde o Alcaldesa Municipal, salvo los que por su naturaleza son de observancia general y tiene que ser resuelto o aprobados por el Concejo Municipal.

Artículo 41. Distribución del Reglamento para conocimiento y aplicación: La municipalidad distribuirá entre los arrendatarios y arrendatarias del mercado, ejemplares del presente Reglamento para conocimiento de sus derechos y obligaciones y para que en el futuro no reclame desconocimiento del mismo.

Artículo 42. Derogación de disposiciones anteriores: Cualquier disposición municipal que haya sido publicada con anterioridad en el Diario Oficial, que se relacione con el servicio de mercado, queda derogada.

Artículo 43. Vigencia: El presente Reglamento entrará en vigencia ocho (8) días después de su publicación en el Diario Oficial. b) Publíquese en el diario oficial para su cumplimiento. EL SECRETARIO MUNICIPAL CERTIFICA QUE TIENE A LA VISTA LAS FIRMAS ILEGIBLES DE LOS MIEMBROS DEL CONCEJO MUNICIPAL.-----------------------------------
Y PARA REMITIR AL DIARIO DE CENTRO AMÉRICA SE EXTIENDE LA PRESENTE CERTIFICACIÓN EN LA MUNICIPALIDAD DE FLORES COSTA CUCA A VEINTISIETE DIAS DEL MES DE ENERO DEL AÑO DOS MIL CATORCE.

Hilde Alberto López Sánchez.
Secretario Municipal.



Vo.Bo. Tito Natanael Vásquez López.
Alcalde Municipal.

(E-104-2014)-30-enero



CONSEJO NACIONAL DE ÁREAS PROTEGIDAS

RESOLUCIÓN 01-01-2014

El Infrascrito Secretario Ejecutivo del Consejo Nacional de Áreas Protegidas

CERTIFICA

Haber tenido a la vista el Acta de Consejo número uno guión dos mil catorce, de fecha veinticuatro enero de dos mil catorce, la cual en su Punto TERCERO textualmente establece: --

"RESOLUCION 01-01-2014
EL CONSEJO NACIONAL DE ÁREAS PROTEGIDAS

Guatemala, 24 de enero de 2014

CONSIDERANDO:
Que de conformidad con el mandato constitucional de conservar y proteger el patrimonio natural de la Nación, el Consejo Nacional de Áreas Protegidas -CONAP- fue instituido con tal finalidad, correspondiéndole en consecuencia, tal como lo establece la Ley General de Caza ser el ente regulador y rector del correcto y fiel cumplimiento de las obligaciones impuestas por dicha ley y las disposiciones reglamentarias conexas.

CONSIDERANDO:
Que la citada Ley General de Caza también establece que el CONAP debe establecer, con base en información científica de campo, los inventarios cinegéticos que permitan aprovechamiento sostenible de la fauna cinegética, los cuales serán utilizados para establecer las cuotas de cacería a aprobar en cada zona y región en donde se realice la actividad de cacería; así también establece dicha Ley que la resolución mediante la cual sean fijadas las épocas y cuotas de caza se realizará de manera anual y deberá publicarse en el diario oficial en la última semana del mes de enero de cada año.

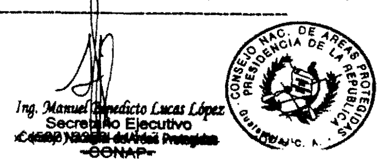
CONSIDERANDO:
Que en el año de dos mil diez se definió con base científica, un calendario cinegético en las zonas y regiones del territorio nacional en las cuales se realiza la actividad de cacería, el cual fue aprobado por el Consejo Nacional de Áreas Protegidas mediante resolución 03-15-2010 para ser aplicado durante el año dos mil once, prorrogado mediante resolución No.03-02-2012 para el año dos mil doce, prorrogado nuevamente mediante resolución 01-01-2013 para el año 2013; y siendo que técnicamente es necesaria la actualización, se buscarán los medios para realizarla; habiéndolo así indicado el Departamento de Vida Silvestre de la Secretaría Ejecutiva del CONAP mediante Dictamen No.002-14/EGFM, de fecha 06 de enero de 2,014, y que de conformidad con el Dictamen Legal número 07/2014 emitido por el Departamento Jurídico de la Secretaría Ejecutiva del CONAP y por la Asesoría Legal del Consejo Nacional de Áreas Protegidas, con fecha nueve de enero de 2,014; se dictamina procedente a la prórroga del Calendario Cinegético aprobado por el Honorable Consejo Nacional de Áreas Protegidas, por lo que procede emitir la disposición correspondiente.

POR TANTO:
Con fundamento en lo considerado y en lo que para el efecto preceptúa los artículos 1, 2, 5, 7, 19, 20 y 25 del Decreto Número 36-04 del Congreso de la República, ley General de Caza; y, 28 del Acuerdo Gubernativo 84-2007, Reglamento de la Ley General de Caza.

RESUELVE:
I.- PRORROGAR para el año dos mil catorce la vigencia del Calendario Cinegético Regionalizado, aprobado por el Consejo Nacional de Áreas Protegidas mediante Resolución 03-15-2010, de fecha veintisiete de octubre de dos mil diez, y prorrogado mediante las resoluciones número 03-02-2012, de fecha dieciocho de enero de dos mil doce para el año dos mil doce; y mediante la resolución 01-01-2013, de fecha 15 de enero de 2013, para el año dos mil trece.

II.- La presente resolución empezará a regir al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial".

Por lo que extiendo, sello y firmo la presente, en la Ciudad de Guatemala el veintisiete de enero del año dos mil catorce quedando contenida en dos hojas de papel membretado del Consejo Nacional de Áreas Protegidas, impresas únicamente en su anverso.------------------------------------



Ing. Manuel Benedicto Lucas López
Secretario Ejecutivo
Consejo Nacional de Áreas Protegidas
-CONAP-

(372472-2)-30-enero